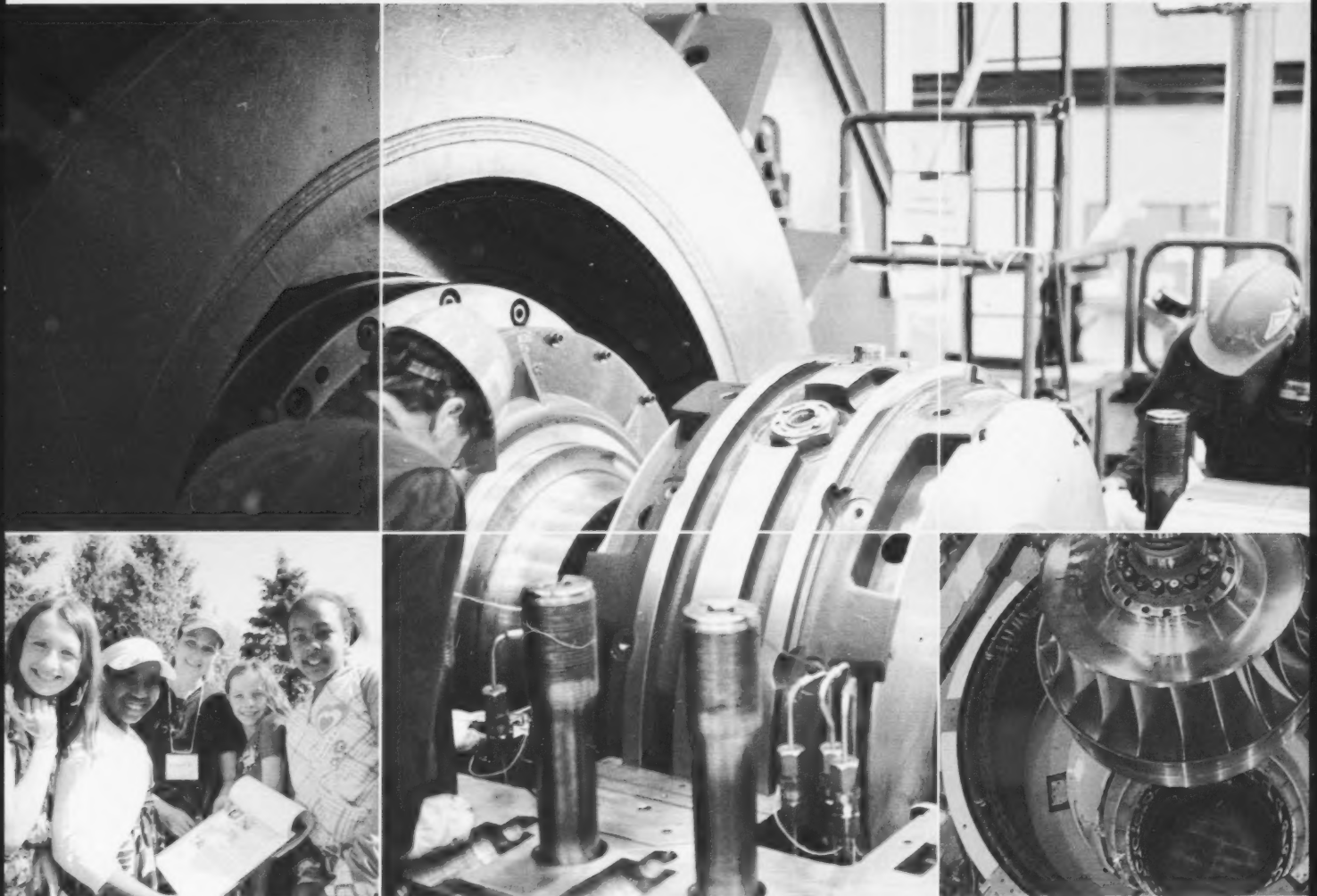


ONTARIO POWER GENERATION
RAPPORT ANNUEL 2012



ONTARIOPOWER
GENERATION

L'EXERCICE 2012

Points saillants financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2012	2011 ¹
REVENUS		
Revenus	4 732	4 964
Charges liées au combustible	755	754
Marge brute	3 977	4 210
CHARGES		
Exploitation, maintenance et administration	2 648	2 781
Amortissement	664	694
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	725	704
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(651)	(509)
Restructuration	3	21
Impôt foncier et impôt sur le capital	47	50
	3 436	3 741
Bénéfice avant autres (revenus) pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	541	469
Autres (revenus) pertes	(10)	4
Intérêts débiteurs, montant net	117	154
Charge (recouvrement) d'impôts	67	(27)
Bénéfice net	367	338
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (TWh)	83,7	84,7
FLUX DE TRÉSORERIE		
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	876	1 179

¹ OPG a adopté les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis ») le 1^{er} janvier 2012. L'information financière de 2011 a donc été retraitée conformément aux PCGR des États-Unis.

Termes spécifiques au secteur de l'électricité

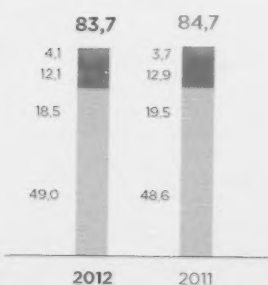
- **Un mégawatt (« MW »)**
correspond à un million de watts. Les mégawatts servent à mesurer la capacité d'approvisionnement en électricité à un moment précis.
- **Un kilowatt (« kW »)** équivaut à 1 000 watts, un gigawatt (« GW »), à un milliard de watts, et un térawatt (« TW »), à un billion de watts.
- **Un kilowattheure (« kWh »)**
sert à mesurer la demande ou l'offre d'électricité par heure. Un kilowattheure représente l'énergie électrique consommée par 50 ampoules fluorescentes compactes de 20 watts durant une heure. Un ménage moyen consomme environ 800 kWh par mois.
- **Un mégawattheure (« MWh »)**
équivaut à 1 000 kWh, un gigawattheure (« GWh »), à un million de kWh, et un térawattheure (« TWh »), à un milliard de kWh.

Revenus et points saillants d'exploitation

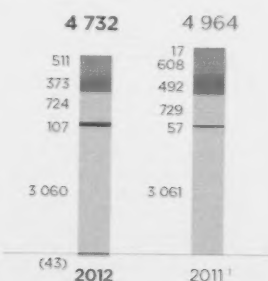
Légende des graphiques

- Production thermique non réglementée
- Production hydroélectrique non réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production nucléaire réglementée
- Divers

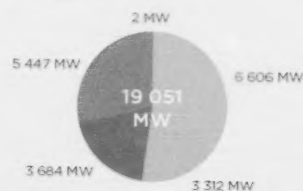
Production d'électricité par secteur (en TWh)



Revenus par secteur (en millions de dollars)



Capacité de production en service (en MW) par secteur 31 décembre 2012



PROFIL DE L'ENTREPRISE

OPG est une entreprise ontarienne de production d'électricité dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. OPG met l'accent sur la production efficiente et la vente de l'électricité provenant de ses actifs de production, tout en assurant une exploitation sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan de l'environnement. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario.



Au 31 décembre 2012, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 19 051 mégawatts (MW). OPG exploite:

3 

centrales
nucléaires

5 

centrales
thermiques

65 

centrales
hydroélectriques

2 

turbines
éoliennes

En outre, OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Portlands Energy Centre. OPG et ATCO Power Canada Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Brighton Beach. OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. Ces installations détenues en copropriété et louées sont intégrées dans les résultats financiers d'OPG, mais elles ne sont pas comprises dans les statistiques sur le portefeuille de production figurant dans le présent rapport.

1	Profil de l'entreprise
2	Message du président du conseil d'administration
4	Message du président
7	Rapport de gestion
86	États financiers consolidés
92	Notes afférentes aux états financiers consolidés
166	Membres de la haute direction
167	Installations d'Ontario Power Generation

MESSAGE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION



OPG a enregistré en 2012 d'excellents résultats dont l'honneur revient aux compétences et à l'engagement de ses employés et aux membres de sa direction. En particulier, le conseil d'administration est satisfait de la solide performance d'OPG en matière de sécurité ainsi que de ses réalisations sur le plan de la performance opérationnelle, de la gestion de projets et de la transformation de ses activités.

Durabilité financière

OPG a marqué des progrès impressionnants dans le cadre de son projet de transformation des activités dont le but est de réduire les coûts, améliorer l'efficacité et exploiter de nouveaux créneaux de revenus. Les efforts de transformation de nos activités remportent déjà des succès encourageants. Nos projets nous permettront de devenir une société plus agile et plus efficace. De plus, la transformation permettra à OPG de demeurer le producteur d'électricité à faible coût et le modérateur des prix de l'électricité de l'Ontario. En 2012, les revenus moyens d'OPG ont atteint 5,1 cents par kilowattheure, en regard de 8,6 cents par kilowattheure pour les autres producteurs d'électricité en Ontario. Pour qu'OPG conserve sa position, le conseil d'administration croit que la société doit parvenir à une durabilité financière à long terme. Pour permettre à OPG d'atteindre cet objectif tout en relevant le défi de faire croître ses revenus, le conseil d'administration s'affaire à chercher et évaluer de nouvelles stratégies pour la société.

Contribution au succès de l'Ontario

Cette année encore, OPG a progressé dans le renouvellement et l'expansion de sources d'approvisionnement en électricité à faibles émissions et à faibles coûts pour l'Ontario. La revitalisation de l'infrastructure électrique de la province constitue un élément clé du Plan énergétique à long terme de l'Ontario. Le tunnel de Niagara, la remise en valeur des centrales sur la rivière Lower Mattagami dans le nord-est de l'Ontario et la remise en état prévue de la centrale nucléaire Darlington figurent parmi les projets d'OPG qui ont marqué des pas vers l'atteinte des objectifs d'approvisionnement prévus dans le Plan énergétique à long terme, tout en contribuant de façon notable à l'emploi et à l'essor de l'économie en 2012.

Le conseil d'administration est particulièrement fier des projets hydroélectriques d'OPG qui témoignent de l'engagement de tisser des liens étroits avec la collectivité ainsi qu'avec les Premières nations et les Métis. Ces projets sont importants non seulement pour OPG, mais aussi pour les collectivités environnantes et pour

« Le conseil d'administration est particulièrement fier des projets hydroélectriques d'OPG qui témoignent de l'engagement de tisser des liens étroits avec la collectivité ainsi qu'avec les Premières nations et les Métis. »



l'économie globale de l'Ontario. Ils créent des emplois et des occasions d'affaires et ont des retombées positives immédiates et futures.

Par ailleurs, le conseil d'administration tient à souligner la contribution exceptionnelle de la centrale nucléaire Darlington. En 2012, Darlington a fourni plus de 18 % de la production d'électricité de l'Ontario et a atteint un facteur de capacité dépassant 93 %. La fiabilité constante de Darlington sur le plan de la performance a été primée à l'échelle internationale cette année. Les membres du conseil d'administration étaient présents lorsqu'un des organismes de sûreté nucléaire les plus éminents du monde a décerné à OPG un prix d'excellence très convoité. C'est la première fois qu'une centrale nucléaire non américaine reçoit un tel prix.

Nominations au conseil d'administration et reconnaissance

Le conseil d'administration s'est renouvelé et agrandi au cours de l'année avec la nomination de trois nouveaux administrateurs, nommément Roberta Jamieson, William Coley et Gerry Phillips.

- Roberta Jamieson apporte à notre conseil d'administration sa vaste expérience des questions autochtones et des règlements à l'amiable de conflits.
- Bill Coley, qui a pris sa retraite comme président de Duke Power et comme chef de la direction de British Energy, a une vaste expérience de la direction et de l'exploitation acquises au sein de ces deux entreprises qui figurent parmi les plus importantes sociétés énergétiques d'Amérique du Nord.*
- Gerry Phillips nous fera profiter de son expérience inestimable de haut dirigeant, fort d'une brillante carrière professionnelle. Il a occupé six hautes fonctions au sein du gouvernement de l'Ontario, dont celle de ministre de l'Énergie en 2007 et 2008, et celle de ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure par intérim en 2009.*

Le conseil d'administration s'estime honoré que des administrateurs de ce calibre d'expérience et de talent joignent ses rangs.

Le conseil d'administration souhaite en outre souligner le travail énorme

accompli par Tom Mitchell, chef de la direction, et son équipe de direction. En 2012, l'University of Ontario Institute of Technology a remis à Tom Mitchell un doctorat honorifique en droit en reconnaissance de son engagement envers la production d'une énergie sécuritaire et propre. Le conseil d'administration est fier des réalisations de M. Mitchell et du mérite qu'elles font rejaillir sur OPG.

Enfin, le conseil d'administration tient à remercier les milliers d'employés qui travaillent de manière prudente et responsable dans les centrales d'OPG. Chaque jour, nos employés ajoutent de la valeur au secteur de l'électricité de l'Ontario par leur travail, leur appui à des œuvres de bienfaisance, les heures qu'ils donnent en bénévolat, les impôts qu'ils paient, et qu'OPG paie en plus de garder son revenu net dans la province, afin d'aider les centaines de collectivités et les milliers d'Ontariens que nous servons.

JAKE EPP
Président du conseil d'administration

* Élu au sein du conseil d'administration d'OPG en janvier 2013

MESSAGE DU PRÉSIDENT



Tout ce qu'OPG a accompli en 2012 me rend très fier, à la fois de notre société et de ses employés. Nous avons une fois encore atteint des résultats exemplaires dans des domaines clés comme la sécurité, la performance et l'amélioration des actifs, l'aménagement d'installations de production et l'environnement. Nous avons réalisé un bénéfice net de 367 millions de dollars dans des conditions toujours plus difficiles.

De plus, nous avons pris des moyens pour nous transformer radicalement en une organisation plus agile, efficace et réactive, capable de trouver des façons inédites de compresser les coûts et d'accroître les revenus.

Ces initiatives nous aideront à continuer de générer valeur et fiabilité, et à rester le producteur d'électricité à faibles coûts de choix en Ontario.

Voici un aperçu des principales réalisations qui ont contribué à notre succès cette année.

Développement de la capacité de production

Nous avons poursuivi notre mandat d'aider à accroître les sources d'approvisionnement en électricité de l'Ontario en mettant de l'avant de nouveaux grands projets de production.

À la fin de 2012, le revêtement de l'arche du tunnel de Niagara était installé et le projet était en bonne voie d'être achevé. L'ouverture officielle du tunnel a eu lieu en mars 2013, soit neuf mois en avance sur l'échéancier et avec une économie de 100 millions de dollars sur les 1,6 milliard de dollars prévus.

Dans le nord-est de l'Ontario, le vaste ensemble hydroélectrique sur la rivière Lower Mattagami se développe comme prévu. À la fin de l'année, les travaux de remise en valeur de trois des quatre sites respectaient le calendrier ou le devançaient. Ce projet de 438 MW estimé à 2,6 milliards de dollars, soit le plus important ouvrage hydroélectrique entrepris dans le nord de l'Ontario dans les 40 dernières années, crée des emplois et stimule la croissance économique et l'essor de la région, y compris les Premières nations et les Métis. De plus, le projet augmentera sensiblement l'offre d'énergie propre à coût abordable en Ontario.

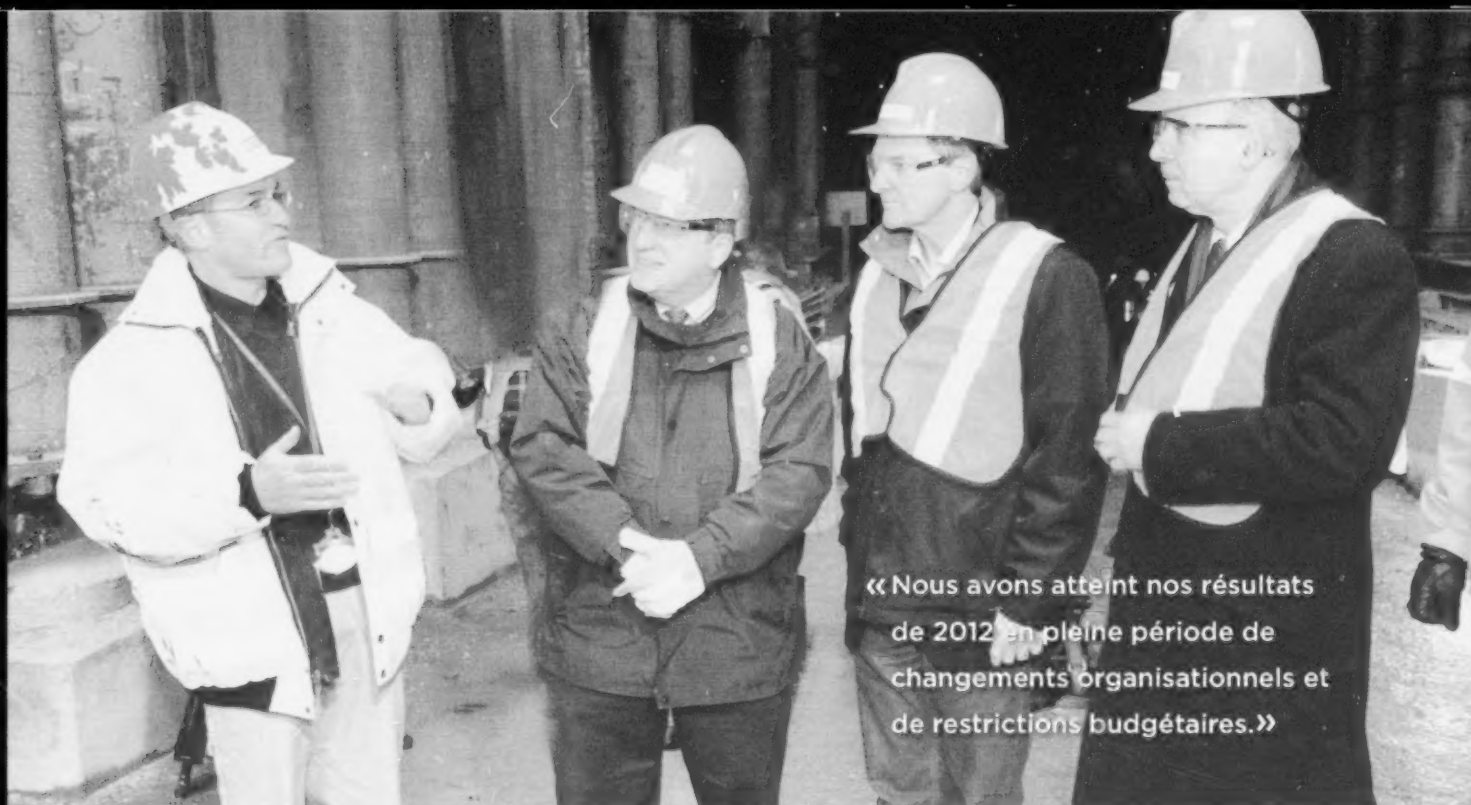
De plus, notre projet de remplacement du charbon par des combustibles plus propres va bon train. Ayant eu l'approbation du gouvernement en juillet, nous avons annoncé un investissement de 170 millions de dollars pour la construction d'une installation de conversion à la biomasse à la centrale thermique Atikokan. Ce projet fera d'Atikokan l'une des 100 plus grandes centrales à la biomasse d'Amérique du Nord. De plus, il créera quelque 200 emplois pour les travailleurs de la construction dans le nord de l'Ontario, ainsi qu'au moins

150 nouveaux emplois pour la production des granulés de bois qui alimenteront la centrale à la biomasse. Nous contribuons ainsi à stimuler l'économie régionale et à soutenir l'industrie émergente de la biomasse.

Remise en état de la centrale Darlington

La centrale Darlington d'OPG, qui a 20 ans, se classe parmi les meilleures centrales nucléaires CANDU du monde et sa performance a été primée sur la scène internationale en 2012. La centrale a fourni plus de 18 % de l'électricité produite cette année en Ontario. Pour en assurer la contribution continue, OPG a entrepris d'importants travaux de planification afin de préparer la centrale Darlington à une remise en état. Plusieurs étapes importantes ont été franchies en 2012, soit :

- la signature d'un contrat de 600 millions de dollars portant sur le retubage et le remplacement des conduits d'alimentation;
- le quasi-achèvement de la construction du complexe énergétique Darlington, installation de soutien requise pour les travaux de remise en état;



« Nous avons atteint nos résultats de 2012 en pleine période de changements organisationnels et de restrictions budgétaires. »

- des audiences publiques, qui ont duré quatre jours, sur l'évaluation environnementale liée aux travaux de remise en état.

OPG envisage d'entreprendre la phase d'exécution des travaux de remise en état en 2016.

Nouvelles unités de production nucléaire

En plus de planifier des travaux de remise en état, nous avons continué de préparer la construction éventuelle de deux nouvelles centrales nucléaires sur le site Darlington, en attendant la décision du gouvernement de l'Ontario d'aller de l'avant ou non. Dans l'intervalle, le gouvernement fédéral a approuvé l'évaluation environnementale du projet, confirmant que les unités n'auront pas de répercussions néfastes importantes sur l'environnement compte tenu des mesures d'atténuation prévues. Plus tard cette année, nous avons signé des ententes avec deux entrepreneurs importants pour que des plans de construction détaillés soient dressés et que soit établie une estimation détaillée des coûts et de l'échéancier du projet. Le gouvernement de l'Ontario utilisera ces plans et cette estimation pour rendre sa décision.

Sécurité

Pour OPG, la sécurité est la mesure ultime de la performance. En 2012, nous avons obtenu le deuxième meilleur résultat de notre histoire en matière de sécurité sur les lieux de travail, mesuré par notre taux d'accidents avec blessures. De plus, certains de nos sites ont dépassé des niveaux marquants sur le plan de la sécurité. Par exemple, la centrale nucléaire Darlington a atteint 12 millions d'heures sans blessure ayant entraîné un arrêt de travail, et la centrale Pickering a atteint la marque de 8 millions d'heures.

Au chapitre de la sécurité du public, OPG a continué de prendre des mesures énergiques par suite de l'incident nucléaire de Fukushima

survenu en mars 2011. Cette année, nous avons démarré plus d'une douzaine de projets visant à rendre nos centrales nucléaires encore plus sûres. Ces projets mettent essentiellement l'accent sur deux priorités : la fourniture d'électricité de secours et le stockage d'eau de refroidissement de secours. Ils comprennent la mise en place de 12 pompes au diesel mobiles et l'achat de sept générateurs diesel à carburant embarqué. Nous avons en outre installé des recombineurs autocatalytiques passifs pour atténuer l'accumulation d'hydrogène. Par ces mesures, nous avons ajouté une ligne de défense supplémentaire en cas d'imprévu. Nous sommes une société meilleure et plus sûre qu'avant Fukushima.



Tom Mitchell présente la bourse d'études John Wesley Beaver à Joseph Mabegijig et Janine Manning.



Tom Mitchell participe au coup d'envoi du projet de conversion à la biomasse de la centrale Atikokan.

Amélioration des actifs

Tout au long de 2012, le secteur hydro-thermique d'OPG a entrepris plus de 200 projets visant à améliorer le rendement des actifs. Ces projets comprennent le remplacement d'une importante conduite forcée à la centrale hydroélectrique Matabitchuan dans le nord-est de l'Ontario, une vaste mise à niveau de l'unité 3 de la centrale Beck 1 à Niagara et la réfection du barrage en béton de la centrale Chats Falls sur la rivière des Outaouais.

Dans le secteur nucléaire, nous avons réalisé avec succès des interruptions planifiées majeures d'unités aux centrales Darlington et Pickering. L'interruption à l'unité 3 de Darlington, qui a compris plus de 21 000 tâches, s'est terminée six jours avant la date prévue de remise en service.

De plus, grâce aux efficiences réalisées à Pickering, la centrale a connu l'une de ses meilleures années de l'histoire d'OPG sur le plan de la performance. Ce sont de bonnes nouvelles puisque Pickering sera un important fournisseur d'électricité de base en Ontario pendant la remise en état de la centrale Darlington.

Performance environnementale

La performance environnementale de toutes les unités fonctionnelles d'OPG a été très solide en 2012, les principaux indicateurs ayant tous dépassé de loin l'objectif fixé. Soulignons notre avancée vers un portefeuille de production énergétique qui ne dégage pratiquement pas d'émissions. Quand je me suis joint à OPG en 2002, plus du

tiers de la production – environ 40 TWh – provenait de centrales thermiques, la plupart au charbon. En 2012, seulement 4 TWh environ de la production ont été fournis par des centrales thermiques au charbon. Le reste, soit environ 95 %, a été produit par des centrales nucléaires et hydroélectriques, qui ne produisent pratiquement pas d'émissions contribuant au smog ou aux changements climatiques. De plus, d'ici la fin de 2013, nous aurons cessé la combustion de charbon à toutes nos centrales, sauf la centrale Thunder Bay, suivant la directive du gouvernement de l'Ontario. C'est donc un an plus tôt que prévu, et le portefeuille de production d'OPG deviendra ainsi le plus propre de ses treize années d'histoire.

Transformation des activités

Nous avons atteint nos résultats de 2012 en pleine période de changements organisationnels et de restrictions budgétaires. OPG a lancé un projet de transformation important pour mieux faire concorder ses coûts et ses revenus et saisir de nouvelles occasions d'affaires. Ses objectifs sont les suivants :

- De 2011 à 2015, comprimer l'effectif de 2 000 postes (surtout par attrition) pour les activités ordinaires (à la fin de 2012, 1 000 postes avaient déjà été supprimés);
- éliminer ou restructurer bon nombre de nos processus de travail pour accroître notre efficience;
- réduire les coûts de 200 millions de dollars d'ici 2014;

▪ identifier et exploiter de nouvelles occasions de croissance et de production de revenus faisant largement appel au savoir-faire d'OPG dans la filière énergétique ainsi qu'à ses compétences techniques et en gestion de projets. Une de ces initiatives, lancée en 2012, est la création de Canadian Nuclear Partners, filiale d'OPG qui regroupe des experts de l'industrie nucléaire ayant facilité la transition de la centrale nucléaire Point Lepreau d'Énergie Nouveau-Brunswick, depuis la remise en état jusqu'à son fonctionnement à pleine puissance.

Remerciements

Les résultats financiers et opérationnels d'OPG sont le fruit du travail d'employés dévoués qui n'ont pas ménagé les efforts en 2012. J'exprime ma reconnaissance à tous ainsi qu'aux familles qui les ont si bien appuyés.

J'aimerais offrir des remerciements particuliers aux employés du secteur thermique. Depuis une décennie, ils participent de manière sécuritaire, responsable et efficace à l'exploitation, à l'entretien et au soutien de nos centrales thermiques. Ils le font sachant que ces centrales sont destinées à une fermeture imminente conformément à la politique du gouvernement. J'ai le plus profond respect pour ces hommes et ces femmes et pour ce qu'ils ont accompli, ainsi que pour chaque employé d'OPG. Nous leur disons merci pour leurs services.

TOM MITCHELL

Président et chef de la direction



Tom Mitchell souligne les 40 années de la centrale hydroélectrique Nanticoke au service de l'Ontario.



Tom Mitchell interviewé par un représentant des médias au tunnel de Niagara.



Tom Mitchell prend la parole pendant la Conférence de l'Association nucléaire canadienne.



RAPPORT DE GESTION

Énoncés prospectifs	8	Divers	38
La Société	9	Intérêts débiteurs, montant net.....	39
Mécanismes de revenus pour la production réglementée et non réglementée	9	Impôts sur les bénéfices	39
Production non réglementée	10	Rendement des capitaux propres	40
Faits saillants.....	11	Situation de trésorerie et sources de financement	40
Activités de base et stratégie.....	16	Notations de crédit	43
Capacité de produire des résultats.....	26	Faits saillants du bilan	44
Tendances du marché de l'électricité de l'Ontario.....	27	Méthodes et estimations comptables critiques	46
Secteurs d'activité	28	Modifications de méthodes et d'estimations comptables	57
Indicateurs clés de la production et du rendement financier	30	Gestion des risques	59
Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité	32	Opérations entre parties liées	73
Production nucléaire réglementée	33	Informations sur la gouvernance et sur le comité d'audit et des finances.....	75
Gestion des déchets nucléaires réglementée	34	Contrôles internes à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information.....	75
Production hydroélectrique réglementée	35	Quatrième trimestre.....	76
Production hydroélectrique non réglementée	36	Faits saillants financiers trimestriels	79
Production thermique non réglementée.....	37	Autres mesures financières non conformes aux PCGR.....	81

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière.....	83	États financiers consolidés.....	86
Rapport des auditeurs indépendants.....	85	Notes afférentes aux états financiers consolidés	92

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés audités d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») au 31 décembre 2012 et pour l'exercice clos à cette date et les notes y afférentes. Les états financiers consolidés d'OPG sont préparés selon les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis et sont présentés en dollars canadiens.

Conformément au *Règlement de l'Ontario 395/11*, dans sa version modifiée, en vertu de la *Loi sur l'administration financière* (Ontario) (la « Loi »), OPG a adopté les PCGR des États-Unis pour la présentation de ses états financiers consolidés à compter du 1^{er} janvier 2012. La Commission des valeurs mobilières de l'Ontario a aussi approuvé l'adoption par OPG des PCGR des États-Unis pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2012, mais avant le 1^{er} janvier 2015. Les informations financières tirées des états financiers consolidés de la période comparative de 2011 ont été ajustées pour les rendre conformes aux PCGR des États-Unis. Ces informations sont désignées « ajustées ». En outre, certains montants comparatifs de 2011 ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de 2012 selon les PCGR des États-Unis. Les ajustements de transition aux PCGR des États-Unis et les principales méthodes comptables des PCGR des États-Unis appliquées rétrospectivement sont présentés dans les états financiers consolidés audités d'OPG au 31 décembre 2012 et pour l'exercice clos à cette date. Se reporter à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* du présent rapport de gestion, qui comprend un résumé des méthodes comptables critiques d'OPG. Le présent rapport de gestion est daté du 7 mars 2013.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le rapport de gestion comprend des énoncés prospectifs qui reflètent les points de vue actuels d'OPG à l'égard de certains événements et circonstances futurs. Tout énoncé contenu dans le présent document qui n'est pas actuel ou historique est un énoncé prospectif. Des mots tels que « anticiper », « croire », « envisager », « prévoir », « estimer », « pouvoir », « s'attendre à », « projeter », « avoir l'intention de », « planifier », « rechercher », « viser », « objectif » et « stratégie », et des verbes conjugués au futur et au conditionnel et des expressions similaires sont habituellement utilisés par OPG afin d'indiquer des énoncés prospectifs. L'absence de telles expressions ne signifie pas qu'un énoncé n'est pas prospectif.

Tous ces énoncés reposent sur des hypothèses et comportent des risques et des incertitudes, y compris ceux figurant à la rubrique *Gestion des risques* et, par conséquent, pourraient être inexacts de façon importante. Plus particulièrement, les énoncés prospectifs peuvent comprendre des hypothèses comme celles qui sont liées aux coûts et à la disponibilité du combustible, au rendement de l'actif, à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, à la fermeture ou à la conversion de centrales alimentées au charbon, à la remise en état d'installations existantes, à l'aménagement et à la construction de nouvelles installations, aux obligations liées aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite, aux impôts sur les bénéfices, aux tarifs du marché au comptant de l'électricité, à l'évolution continue de l'industrie de l'électricité en Ontario, aux exigences environnementales et autres exigences réglementaires, aux faits nouveaux en matière de santé, de sécurité et d'environnement, aux événements liés à la poursuite des activités, aux conditions climatiques et à l'incidence des décisions prises par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »). Par conséquent, il est conseillé de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion ne sont valables qu'à la date du présent rapport de gestion. Sauf si les lois sur les valeurs mobilières l'exigent, OPG ne s'engage pas à publier une mise à jour de ces énoncés prospectifs pour refléter de nouvelles informations ou des événements futurs, ou autrement.

LA SOCIÉTÉ

OPG est une entreprise ontarienne dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la « Province »).

Au 31 décembre 2012, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 19 051 mégawatts (« MW »). OPG exploite trois centrales nucléaires, cinq centrales thermiques, 65 centrales hydroélectriques et deux turbines éoliennes. En outre, OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Portlands Energy Centre (« PEC »). OPG et ATCO Power Canada Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Brighton Beach. Les produits tirés des installations détenues en copropriété sont présentés dans les autres produits. OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (« Bruce Power »). Les produits tirés de ces centrales louées sont inclus dans les revenus du secteur Production nucléaire réglementée. Ces installations détenues en copropriété et louées ne sont pas comprises dans les statistiques sur le portefeuille de production figurant dans le présent rapport.

La capacité en service de production par secteur d'activité aux 31 décembre se présente comme suit :

(MW)	2012	2011
Production nucléaire réglementée	6 606	6 606
Production hydroélectrique réglementée	3 312	3 312
Production hydroélectrique non réglementée	3 684	3 684
Production thermique non réglementée	5 447 ¹	5 447
Divers	2	2
Total	19 051	19 051

¹ Comprend la capacité de la centrale Atikokan, présentement convertie pour commencer à utiliser la biomasse en 2014.

Structure de présentation de l'information d'OPG

OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par la plupart de ses centrales hydroélectriques de base et par la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite. Cela comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, les installations hydroélectriques R.H. Saunders et les installations nucléaires Pickering et Darlington (collectivement, les « installations visées par règlement »). Les résultats d'exploitation de ces installations réglementées sont présentés dans les secteurs Production nucléaire réglementée, Gestion des déchets nucléaires réglementée et Production hydroélectrique réglementée. En ce qui concerne les autres installations hydroélectriques d'OPG, les résultats d'exploitation sont décrits dans le secteur Production hydroélectrique non réglementée. Les résultats d'exploitation des installations thermiques sont présentés dans le secteur Production thermique non réglementée. Une description de tous les secteurs d'OPG se trouve à la rubrique *Secteurs d'activité*.

MÉCANISMES DE REVENUS POUR LA PRODUCTION RÉGLEMENTÉE ET NON RÉGLEMENTÉE

Production réglementée

Les tarifs réglementés pour l'électricité produite par les installations visées par règlement d'OPG sont établis par la CEO. En mars 2011, la CEO a rendu sa décision sur la demande d'OPG à l'égard de nouveaux tarifs réglementés, y compris les avenants tarifaires au titre du recouvrement des soldes de comptes d'écarts et de report approuvés au 31 décembre 2010 sur des périodes de recouvrement autorisées. Dans son ordonnance d'avril 2011 qui a suivi sa

décision, la CEO a fixé le nouveau tarif réglementé pour la production des installations hydroélectriques réglementées d'OPG à 34,13 \$/MWh, diminué d'un avenant tarifaire négatif de 1,65 \$/MWh, et le nouveau tarif réglementé pour la production des installations nucléaires d'OPG à 55,85 \$/MWh, comprenant un avenant tarifaire de 4,33 \$/MWh, avec prise d'effet le 1^{er} mars 2011. La CEO a également approuvé le maintien du mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité existant, mais a indiqué qu'une partie des revenus nets qui en résultent doivent être partagés avec les consommateurs. Les avenants tarifaires existants inclus dans les tarifs réglementés étaient en vigueur jusqu'au 31 décembre 2012.

Dans sa demande actuellement devant la CEO, OPG sollicite l'approbation du recouvrement des soldes des comptes d'écarts et de report approuvés au 31 décembre 2012. Il est question de cette demande dans le présent rapport de gestion, à la rubrique *Faits nouveaux*.

Production non réglementée

L'électricité provenant des actifs non réglementés d'OPG reçoit le prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, à l'exception des endroits où une convention de recouvrement des coûts ou d'approvisionnement en énergie (« CAE ») est en vigueur.

Les centrales Lambton et Nanticoke font l'objet d'une entente de soutien d'urgence avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »). L'entente est entrée en vigueur pour permettre le recouvrement des coûts liés à ces centrales alimentées au charbon après l'instauration de la stratégie d'OPG relative à la réduction des émissions de dioxyde de carbone (« CO₂ »). La capacité fournie par la centrale Lennox et la production de cette dernière font l'objet d'une convention conclue avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »). Pour plus de détails, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux – Convention d'approvisionnement de la centrale Lennox*.

À l'heure actuelle, OPG a conclu des CAE hydroélectriques avec l'OEO à l'égard des centrales Lac Seul et Ear Falls, de la centrale Healey Falls et des centrales Sandy Falls, Wawaitin, Lower Sturgeon et Hound Chute, ainsi que du projet de la rivière Lower Mattagami. Les paiements aux termes de la CAE hydroélectrique du projet Lower Mattagami débiteront au moment où la première unité additionnelle sera mise en service.

FAITS SAILLANTS

Aperçu des résultats d'exploitation

Cette section donne un aperçu des résultats d'exploitation consolidés audités d'OPG. Une analyse détaillée du rendement d'OPG par secteur d'activité isolable figure à la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*.

	2012	2011
<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>		<i>(ajustés)</i>
Revenus	4 732	4 964
Coûts du combustible	755	754
Marge brute	3 977	4 210
Charges		
Exploitation, maintenance et administration	2 648	2 781
Amortissement	664	694
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	725	704
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(651)	(509)
Restructuration	3	21
Impôt foncier et impôt sur le capital	47	50
	3 436	3 741
Bénéfice avant autres (revenus) pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	541	469
Autres (revenus) pertes	(10)	4
Intérêts débiteurs, montant net	117	154
Charge (recouvrement) d'impôts	67	(27)
Bénéfice net	367	338
Production d'électricité (TWh)	83,7	84,7
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	876	1 179

Le bénéfice net pour 2012 s'est établi à 367 millions de dollars comparativement à 338 millions de dollars pour 2011, en hausse de 29 millions de dollars. Le bénéfice avant impôts sur les bénéfices pour 2012 s'est établi à 434 millions de dollars comparativement à 311 millions de dollars pour 2011, en hausse de 123 millions de dollars.

Le bénéfice avant impôts sur les bénéfices des secteurs de la production d'électricité d'OPG s'est établi à 566 millions de dollars en 2012, contre 567 millions de dollars en 2011. Cette légère diminution tient surtout à l'incidence de la baisse des prix de l'électricité en Ontario, en grande partie annulée par une diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, et à la comptabilisation en 2011 de pertes qui étaient dues à une augmentation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de certaines centrales thermiques.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée a subi une perte avant impôts sur les bénéfices de 68 millions de dollars pour 2012, contre une perte avant impôts sur les bénéfices de 194 millions de dollars en 2011. Cette amélioration résulte surtout de l'augmentation du rendement du Fonds distinct de déclassement (le « Fonds de déclassement »). L'augmentation du rendement provient de l'augmentation de la valeur de marché des titres détenus dans le Fonds de déclassement qui a été plus élevée en 2012 qu'en 2011.

Un sommaire des facteurs qui ont eu une incidence sur les résultats d'OPG pour 2012 par rapport aux résultats de 2011, avant impôts, est présenté ci-dessous :

(en millions de dollars)	Secteurs de production d'électricité ¹	Secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée	Divers ²	Total
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices pour 2011 (ajusté)	567	(194)	(62)	311
Variation de la marge brute :				
• Variation des prix de vente de l'électricité :				
Production réglementée	(2)	-	-	(2)
Production hydroélectrique non réglementée	(98)	-	-	(98)
• Variation de la production d'électricité par secteur :				
Production nucléaire réglementée	22	-	-	22
Production hydroélectrique réglementée	(19)	-	-	(19)
Production hydroélectrique non réglementée	(21)	-	-	(21)
• Diminution de la marge brute liée à la production thermique découlant surtout de la baisse des revenus tirés de l'entente de soutien d'urgence attribuable à une baisse des charges liées à la fermeture d'unités	(84)	-	-	(84)
• Augmentation de la marge brute liée aux centrales hydroélectriques réglementées surtout en raison de l'incidence des comptes d'écarts réglementaires due aux niveaux d'eau moins élevés	25	-	-	25
• Diminution des revenus de production autres que d'électricité, déduction faite de l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	(23)	-	-	(23)
• Autres variations de la marge brute	(23)	50	(60)	(33)
	(223)	50	(60)	(233)
Variations des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration :				
• Baisse des dépenses liées à la production thermique découlant surtout de la fermeture d'unités et de la baisse des coûts connexes, y compris une diminution de l'effectif	62	-	-	62
• Diminution (augmentation) des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite surtout attribuable à l'établissement de l'incidence à enregistrer dans le compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis (« compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis ») et de l'incidence du compte d'écart des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, en partie contrebalancée par l'augmentation des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite en raison surtout de la baisse des taux d'actualisation	51	(2)	1	50
• Diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration surtout attribuable à la diminution de l'effectif pour les activités courantes, en partie compensée par l'augmentation des autres charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	24	-	-	24
• Autres variations des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	-	(47)	44	(3)
	137	(49)	45	133
Augmentation du rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (les « Fonds nucléaires »)	-	246	-	246
Incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce sur le rendement des Fonds nucléaires	-	(104)	-	(104)
Diminution de la dotation aux amortissements surtout attribuable à la mise hors service de deux unités à la centrale Nanticoke en 2011	27	-	-	27
Pertes (gains) comptabilisés en 2011 à l'égard des variations des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de certaines centrales thermiques	81	-	(15)	66
Diminution des bénéfices découlant de la comptabilisation d'une diminution d'une provision pour les passifs environnementaux en 2011, et d'autres pertes comptabilisées en 2012 surtout attribuables à la mise hors service de divers actifs hydroélectriques	(29)	-	-	(29)
Augmentation de la charge de désactualisation par suite principalement de l'augmentation de la valeur actualisée des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires (les « passifs nucléaires »), en partie compensée par l'incidence des comptes d'écarts et de report	(4)	(17)	-	(21)
Diminution des intérêts débiteurs surtout en raison de l'augmentation de la tranche de la dette liée aux projets d'investissement	-	-	37	37
Diminution des frais de restructuration liés aux unités alimentées au charbon	18	-	-	18
Autres variations	(8)	-	(9)	(17)
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices pour 2012	566	(68)	(64)	434

¹ Les secteurs de production d'électricité comprennent les secteurs Production nucléaire réglementée, Production hydroélectrique réglementée, Production hydroélectrique non réglementée et Production thermique non réglementée.

² Le secteur Divers englobe les résultats présentés dans la colonne Divers, comme défini à la rubrique *Secteurs d'activité*.

Production d'électricité

La production d'électricité d'OPG pour 2012 et 2011 s'est établie comme suit :

(TWh)	2012	2011
Production nucléaire réglementée	49,0	48,6
Production hydroélectrique réglementée	18,5	19,5
Production hydroélectrique non réglementée	12,1	12,9
Production thermique non réglementée	4,1	3,7
Total de la production d'électricité	83,7	84,7

Les centrales d'OPG ont produit au total 83,7 térawattheures (« TWh ») d'électricité en 2012 comparativement à 84,7 TWh en 2011. Cette baisse résulte surtout d'une diminution de la production d'électricité par deux secteurs : Production hydroélectrique réglementée et Production hydroélectrique non réglementée. La diminution de la production d'électricité de ces secteurs a en partie été compensée par l'augmentation de la production d'électricité des secteurs Production nucléaire réglementée et Production thermique non réglementée.

La diminution de la production d'électricité du secteur Production hydroélectrique réglementée en 2012 tient principalement à la baisse des niveaux d'eau des Grands Lacs inférieurs en 2012. La diminution de la production d'électricité du secteur Production hydroélectrique non réglementée est surtout attribuable aux niveaux d'eau très bas, surtout dans les bassins du nord-est et de l'est de l'Ontario.

L'augmentation de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée en 2012 tient surtout à l'augmentation de la production d'électricité des centrales Pickering par suite d'une diminution des jours d'interruption planifiée et fortuite. L'augmentation de la production d'électricité du secteur Production thermique non réglementée en 2012 résulte surtout de la diminution de la production d'électricité des centrales hydroélectriques, de l'augmentation de la demande compte tenu des températures plus élevées de l'été 2012 et de l'utilisation des stocks de charbon avant la fermeture des centrales.

Les résultats d'exploitation d'OPG sont touchés par les fluctuations de la demande résultant des fluctuations saisonnières des conditions climatiques et de la conjoncture économique. La demande primaire de l'Ontario s'est établie à 141,3 TWh en 2012, en légère baisse par rapport à 141,5 TWh en 2011.

Prix de vente moyens et revenus moyens

Les prix de vente moyens et les revenus moyens de 2012 et 2011 se présentent comme suit :

(\$/kWh)	2012	2011
Prix horaire moyen pondéré de l'énergie de l'Ontario (« PHEO »)	2,4	3,1
Production nucléaire réglementée	5,5	5,5
Production hydroélectrique réglementée	3,5	3,5
Production hydroélectrique non réglementée	2,4	3,2
Production thermique non réglementée	2,6	3,3
Revenus moyens pour tous les producteurs d'électricité, sauf OPG ¹	8,6	8,4
Revenus moyens pour OPG ²	5,1	5,3

¹ Les revenus des autres producteurs d'électricité correspondent à la somme de la demande horaire en Ontario multipliée par le PHEO, majorée du total des paiements d'ajustements globaux, majorée de la somme des exportations horaires nettes multipliée par le PHEO, diminuée des revenus de production d'électricité d'OPG.

² Les revenus moyens d'OPG comprennent les revenus des activités à tarifs réglementés, les revenus par référence au marché et les autres revenus tirés de l'énergie principalement liés aux ententes de recouvrement des coûts à l'égard des centrales Nanticoke, Lambton et Lennox, et les revenus tirés des CAE hydroélectriques.

Les prix de vente moyens des secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée pour 2012 reflètent la décision de mars 2011 de la CEO qui a établi les nouveaux tarifs réglementés entrés en vigueur le 1^{er} mars 2011. Il est question de ces tarifs réglementés dans le rapport de gestion annuel de 2011 d'OPG, à la rubrique *Mécanismes de revenus pour la production réglementée et non réglementée*.

Les prix de vente moyens d'OPG dans les secteurs non réglementés ont diminué en 2012 par rapport à 2011, surtout en raison de l'incidence de la forte baisse des prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. La diminution du PHEO pour 2012 tient surtout à la baisse des prix du gaz naturel, légèrement compensée par l'incidence de la diminution de la production hydroélectrique.

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 876 millions de dollars en 2012, contre 1 179 millions de dollars en 2011. Cette diminution s'explique principalement par la diminution de la production du secteur Production hydroélectrique non réglementée, une augmentation des cotisations aux régimes de retraite et une diminution des revenus tirés de la vente d'isotopes et des services techniques fournis à des tiers. La diminution des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation a en partie été compensée par une diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et une diminution des cotisations aux Fonds nucléaires.

Faits nouveaux

Demande d'OPG auprès de la CEO

En septembre 2012, OPG a déposé une demande auprès de la CEO afin d'obtenir l'approbation du recouvrement des soldes des comptes d'écarts et de report approuvés au 31 décembre 2012, y compris le solde du compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis. Ce compte a été autorisé par la CEO dans le cadre d'une décision et ordonnance rendue en mars 2012. Ce compte comptabilise les répercussions financières de la transition d'OPG aux PCGR des États-Unis et de la mise en œuvre de ces derniers. Dans sa demande, OPG a réclamé le recouvrement des soldes des comptes d'écarts et de report au moyen de nouveaux avenants tarifaires. Les nouveaux avenants tarifaires s'appliqueraient à la production des centrales hydroélectriques et nucléaires réglementées d'OPG à compter de 2013. Les avenants tarifaires existants inclus dans les tarifs réglementés ont été établis dans le cadre de la décision de mars 2011 et de l'ordonnance d'avril 2011 de la CEO, et devraient être en vigueur jusqu'au 31 décembre 2012. Dans sa demande, OPG a aussi sollicité l'autorisation d'utiliser les PCGR des États-Unis à des fins réglementaires.

Dans sa demande, OPG a en outre réclamé qu'à compter du 1^{er} janvier 2013, le maintien en place de l'avenant tarifaire existant de 4,33 \$/MWh s'applique aussi à la production nucléaire d'OPG de façon provisoire, et le maintien du compte d'écarts pour les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, présentement en vigueur jusqu'au 31 décembre 2012. Le compte d'écarts comprend les écarts entre les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite réels pour les activités à tarifs réglementés et les incidences fiscales connexes et les coûts correspondants inclus dans les tarifs réglementés actuels. Dans une décision et ordonnance émise en novembre 2012, la CEO a acquiescé à ces requêtes. La CEO a aussi établi que l'avenant tarifaire négatif actuel pour la production hydroélectrique réglementée de 1,65 \$/MWh expirerait le 31 décembre 2012.

L'avenant tarifaire existant pour la production nucléaire est devenu provisoire le 1^{er} janvier 2013. Cet avenant sera maintenu jusqu'à la date de mise en œuvre des nouveaux avenants autorisés par la décision et ordonnance finale de la CEO sur la demande d'OPG, qui tiendra compte des montants recouverts au moyen de l'avenant provisoire pour l'établissement des nouveaux avenants. Grâce à l'approbation par la CEO de la demande de maintien provisoire du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, OPG peut comptabiliser dans ce compte des montants aux fins du recouvrement futur, pendant la période allant du

1^{er} janvier 2013 jusqu'à la date de la décision et de l'ordonnance définitifs de la CEO à ce sujet, et sous réserve de ces dernières.

OPG poursuit les pourparlers avec les intervenants sur tous les aspects de sa demande tarifaire. Si une entente était conclue, un accord serait déposé auprès de la CEO pour son approbation.

En 2013, OPG prévoit déposer auprès de la CEO une demande de nouveaux tarifs réglementés pour la production des installations visées par règlement. Ces nouveaux tarifs entreraient en vigueur en 2014. Les risques relatifs aux tarifs réglementés futurs sont abordés aux rubriques *Durabilité financière* et *Gestion des risques* du présent rapport de gestion.

Budget provincial 2012

En mars 2012, le ministre des Finances de l'Ontario a présenté le budget 2012 de l'Ontario (le « Budget »), qui propose certains changements susceptibles de se répercuter sur OPG. Dans le Budget, il a été reconnu qu'OPG et Hydro One Inc. prennent des mesures ambitieuses afin de rendre leurs opérations plus efficaces. Le gouvernement a entrepris un examen comparatif du secteur de l'électricité et des divers organismes qui l'encadrent, y compris OPG et Hydro One Inc., pour établir une comparaison entre les sociétés et des entités similaires et pour repérer d'autres gains d'efficacité.

Le Budget a aussi établi certains objectifs afin de rendre les régimes de retraite du secteur public plus abordables pour les contribuables et plus durables pour les participants, ce qui pourrait entraîner certains changements pour le système de régimes de retraite actuel d'OPG.

Fermeture avancée des unités alimentées au charbon

En janvier 2013, le ministère de l'Énergie a annoncé la fermeture avancée des dernières unités alimentées au charbon des centrales Lambton et Nanticoke d'ici le 31 décembre 2013, devant ainsi l'échéance anticipée précédente du 31 décembre 2014. Avant de procéder définitivement à la fermeture des unités, OPG s'attend à recevoir une directive du ministère de l'Énergie requérant la fermeture des dernières unités alimentées au charbon d'ici la fin de 2013.

Depuis l'annonce, OPG s'attend à ce que l'entente de soutien d'urgence soit modifiée pour permettre à OPG de continuer à recouvrer les coûts réels qui ne peuvent être raisonnablement évités ou réduits, pendant la période entre la date de fermeture avancée et la fin de 2014, conformément aux modalités du contrat initial. OPG avait conclu une entente de soutien d'urgence avec la SFIEO en 2009 faisant en sorte que ces centrales reçoivent des revenus suffisants pour recouvrer leurs coûts directs réels et rembourser les dépenses en immobilisations par la récupération de l'amortissement jusqu'en décembre 2014.

OPG prévoit donner aux unités le statut d'unités de réserve, se gardant ainsi la possibilité de les convertir au gaz naturel ou à la biomasse dans le futur si leur capacité était requise. La fermeture avancée des unités alimentées au charbon entraînera une compression de l'effectif et des programmes de travail et une réduction correspondante des paiements de la SFIEO en vertu de l'entente de soutien d'urgence. Se reporter aux rubriques *Activités de base et stratégie – Excellence opérationnelle*, *Activités de base et stratégie – Excellence des projets*, *Modifications de méthodes et d'estimations comptables – Désuétude des matériaux et fournitures thermiques*, et *Gestion des risques – Risques opérationnels*, qui contiennent plus de détails.

Convention d'approvisionnement de la centrale Lennox

En décembre 2012, l'OEO et OPG ont conclu une CAE à long terme visant la centrale Lennox pour la période du 1^{er} janvier 2013 au 30 septembre 2022. La convention permet à la centrale de recouvrer ses coûts, y compris un rendement raisonnable. La convention a remplacé la convention d'approvisionnement de la centrale Lennox qui était en vigueur du 1^{er} octobre 2009 au 31 décembre 2012, et permettait le recouvrement des coûts de la centrale.

Vente de terrains aux centrales Lambton et Lennox

En 2012, la Province a annoncé le déplacement du projet de centrale alimentée au gaz Greenfield South de Mississauga vers une petite parcelle du site de la centrale Lambton. Les parties évaluent la vente potentielle du terrain à la juste valeur de marché et procèdent à un examen environnemental préalable du site. Au cours du quatrième trimestre de 2012, OPG et TransCanada Energy Ltd. ont conclu une convention d'achat-vente d'une parcelle du site de la centrale Lennox à la juste valeur de marché. La convention comprend également d'autres modalités particulières visant la construction sur cette parcelle d'une centrale alimentée au gaz à cycle combiné. OPG ne détient aucune participation dans ces deux projets.

ACTIVITÉS DE BASE ET STRATÉGIE

Le mandat d'OPG est de produire de l'électricité de façon fiable et rentable au moyen de son portefeuille diversifié d'actifs de production, en exerçant ses activités de façon sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan environnemental. L'objectif d'OPG est d'être le producteur d'électricité à faibles coûts de choix en Ontario en poursuivant trois grandes stratégies :

- l'excellence opérationnelle;
- l'excellence des projets;
- la durabilité financière.

Excellence opérationnelle

OPG est engagée envers l'excellence dans les domaines de la production, de l'environnement et de la sécurité.

Actifs de production nucléaire

L'excellence opérationnelle aux centrales nucléaires d'OPG se définit par la production d'électricité sûre, fiable et économique. Les quatre piliers des activités nucléaires sont la sécurité, la fiabilité, la performance humaine et l'optimisation des ressources.

Les pratiques et les processus nucléaires sont continuellement comparés à ceux d'autres centrales nucléaires de haut niveau dans le monde, ce qui facilite l'identification, l'élaboration et la prise de mesures pour continuer d'améliorer la performance.

La sécurité des employés et la sécurité environnementale sont les grandes priorités. Les installations nucléaires continuent à faire preuve d'une performance solide et d'amélioration continue dans ces secteurs par rapport aux références de l'industrie.

OPG exploite et maintient ses installations nucléaires de façon à optimiser de façon rentable l'équipement, la performance, la disponibilité et les résultats. Une fiabilité accrue de l'équipement contribue à accroître la sécurité nucléaire, à réduire les interruptions de production et à améliorer la planification et l'exécution des interruptions. Des programmes et des initiatives telles que Work Order Readiness et Standard Equipment Reliability appuient ces objectifs. Aux centrales Pickering, des investissements prudents dans la maintenance visent à assurer la fiabilité de la performance pendant la remise en état de Darlington. Il est notamment question d'identifier, de planifier et de réaliser de façon proactive 3 000 améliorations d'équipement aux centrales Pickering dans un délai de trois ans. La stratégie en matière de maintenance a évolué, et les programmes conçus hier pour améliorer l'état de l'équipement sont à présent supplantés par des projets axés sur la gestion complète des systèmes tout au long de leur cycle de vie, permettant ainsi d'accroître la fiabilité et la prévisibilité du rendement.

L'exécution ordonnée des interruptions demeure une grande priorité. OPG continue d'améliorer la planification, l'exécution et la surveillance du travail réalisé pendant les interruptions pour réduire les coûts et accroître la

production d'électricité. Les programmes d'inspection et d'essais nucléaires sont définis dans une large mesure par les obligations de maintenance et les obligations réglementaires visant à assurer que l'équipement fonctionne de façon fiable et sécuritaire. Les programmes d'interruptions planifiées des unités 5 à 8 des centrales Pickering au cours des cinq prochaines années démontrent l'objectif d'OPG de prolonger la durée de service de ces unités d'environ quatre à six ans.

La conformité des processus et des procédures est suivie et gérée pour renforcer une culture forte en matière de sécurité et de performance aux centrales nucléaires. Des programmes de formation dans le but d'améliorer le rendement des employés et de promouvoir le développement du leadership continuent d'être mis sur pied.

Des solutions qui représentent la combinaison optimale en matière de sécurité, de coûts, de qualité, et des objectifs financiers stimulants d'après une analyse comparative exhaustive font toujours partie intégrante de la stratégie d'OPG visant à améliorer le rendement des centrales nucléaires et des employés. Les cibles de dotation en personnel continuent d'être révisées et ajustées au besoin pour réduire les coûts d'exploitation, sans jamais compromettre la sécurité.

Vers la fin de décembre 2012, les centrales Pickering ont reçu une l'approbation de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») de mettre en œuvre un programme de maintenance révisé qui permettra d'améliorer la qualité et l'efficacité du travail réalisé, tout en favorisant la fiabilité des centrales.

Depuis 2012, les centrales Pickering sont exploitées comme une seule centrale formée de six unités par le regroupement opérationnel des centrales Pickering A et B. OPG a réussi à regrouper les services de gestion des travaux, de maintenance et de planification opérationnelle au cours du premier semestre de 2012, intégrant pleinement les deux centrales Pickering. Au cours du troisième trimestre de 2012, le personnel de la CCSN a révisé le plan d'exploitation durable, qui décrit la stratégie pour l'exploitation sécuritaire des centrales Pickering de façon intégrée. OPG a demandé à la CCSN un permis d'exploitation collectif pour les centrales Pickering dans le cadre du renouvellement du permis qui entrera en vigueur en 2013.

En outre, OPG a demandé un renouvellement de permis de 22 mois pour la centrale Darlington afin de disposer de suffisamment de temps pour réaliser les études de planification de la remise en état. Lorsque ces études seront achevées, OPG demandera un permis visant la période des travaux de remise en état. L'audience sur le renouvellement de permis de 22 mois a eu lieu en 2012, et la CCSN a approuvé en février 2013 le renouvellement pour la période du 1^{er} mars 2013 au 31 décembre 2014.

Actifs de production hydroélectrique

Les secteurs de la production hydroélectrique s'efforcent de produire de l'électricité de manière sûre, fiable, économique et responsable sur le plan de l'environnement.

Ces secteurs poursuivent les objectifs suivants :

- Maintenir et améliorer les actifs hydroélectriques existants pour en assurer le fonctionnement à long terme;
- Exploiter les installations hydroélectriques et en faire la maintenance de manière efficace et économique;
- Miser sur l'expansion des centrales hydroélectriques existantes, lorsque cela est économique;
- Maintenir et améliorer la fiabilité et la performance lorsqu'il est possible et économique de le faire;
- Maintenir un excellent bilan en matière de sécurité des employés et s'assurer que toutes les lois sont respectées;
- Chercher constamment à s'améliorer dans les secteurs de la sécurité publique pour ce qui est des barrages et des voies navigables et de la performance environnementale;
- Établir des relations avec les Premières nations et les Métis, et chercher à les développer.

En tenant compte de la conjoncture actuelle, OPG continue d'évaluer et de mettre en œuvre des plans pour accroître la capacité et maintenir les actifs de production hydroélectrique. Ces plans devraient être accomplis au moyen de la remise en état ou du remplacement des roues, des générateurs, des transformateurs, et des dispositifs de protection et de contrôle des turbines actuelles, de même que par l'accroissement de la capacité et de l'efficacité de certaines centrales d'environ 20 MW au cours des cinq prochaines années. OPG planifie aussi de réparer, de rénover ou de remplacer un certain nombre de structures civiles désuètes au cours des cinq prochaines années.

En 2012, OPG a continué de mettre en œuvre bon nombre de projets, y compris la réfection de l'unité 3 de la centrale Sir Adam Beck et de l'unité 1 de la centrale Des Joachims, la remise en état des portes d'amont des centrales Arnprior et Alexander Falls, le remplacement d'une conduite forcée à la centrale Matabitchuan et la réfection du barrage en béton de la centrale Chats Falls. Les centrales hydroélectriques d'OPG ont enregistré la meilleure performance environnementale de leur histoire en 2012. Les déversements ont été minimes et plusieurs projets d'amélioration de l'efficacité ont été achevés. En matière de sécurité des barrages, une commission d'examen experte dans la sécurité des barrages a conclu que le programme d'OPG en matière de sécurité des barrages et de sécurité publique répondait aux meilleures pratiques internationales. À l'heure actuelle, OPG élabore une nouvelle approche fondée sur la connaissance des risques au nom de la Province par le truchement du ministère des Richesses naturelles de l'Ontario afin d'établir un ordre de priorité pour les constatations ressorties des évaluations de la sécurité des barrages. Cet outil sera d'une grande utilité en matière de sécurité et de coûts pour les prochaines mises à niveau de l'infrastructure existante.

Actifs thermiques

Les centrales thermiques d'OPG fonctionnent en tant qu'installations à capacité de pointe, selon la demande d'électricité. Le réseau d'électricité de l'Ontario dispose de la souplesse voulue pour répondre aux variations quotidiennes de la demande et de la capacité sollicitée du réseau, et pour élargir le portefeuille de production renouvelable de l'Ontario, et ce, parce que les unités thermiques peuvent être mises en marche et à l'arrêt au jour le jour et être mises en mode de fonctionnement en suivi de charge sur la chaîne des sources diverses de puissance installée. Le maintien en activité et la dotation en personnel des unités thermiques soutiennent leur rôle, qui est de fournir au réseau électrique la capacité dont il a besoin. Les centrales alimentées au charbon d'OPG fournissent le volume d'électricité et les services complémentaires nécessaires dans les limites des émissions de CO₂, de manière sûre, fiable et économique, ainsi que dans le respect de l'environnement.

Conformément au plan énergétique à long terme de l'Ontario (le « plan énergétique ») et à la directive sur l'approvisionnement diversifié émise par la Province à l'intention de l'OEO, OPG a mis hors service deux autres unités alimentées au charbon à la centrale Nanticoke. Ces mises hors service ont eu lieu le 31 décembre 2011, avant l'échéance cible du 31 décembre 2014. La fermeture devancée de ces unités alimentées au charbon a entraîné une compression de l'effectif à la centrale Nanticoke et une réduction des paiements de la SFIEO à OPG au titre de l'entente de soutien d'urgence.

En outre, en janvier 2013, le ministère de l'Énergie a annoncé la fermeture devancée des dernières unités alimentées au charbon des centrales Lambton et Nanticoke d'ici le 31 décembre 2013. Avant de finaliser la fermeture des unités, et d'en aviser les principales parties prenantes, notamment la Society of Energy Professionals et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique, en vertu de leurs conventions collectives respectives, OPG s'attend à recevoir une directive du ministère de l'Énergie requérant la fermeture des dernières unités alimentées au charbon d'ici la fin de 2013. OPG estime présentement les coûts de restructuration, y compris les coûts des indemnités de départ et de la réaffectation à d'autres installations d'OPG. OPG prévoit comptabiliser des coûts d'indemnités de départ en 2013. Les coûts de la réaffectation seront comptabilisés à mesure qu'ils seront engagés, surtout en 2014.

OPG continuera d'étudier d'autres options et la possibilité de convertir au gaz naturel ou à la biomasse certaines des unités alimentées au charbon existantes. Les centrales thermiques converties peuvent proposer au système électrique de l'Ontario le même genre de souplesse continue de démarrage et d'arrêt quotidiens, et de mise en suivi

de charge afin de répondre plus rapidement aux besoins changeants du réseau et de compléter aux sources d'énergie renouvelable non acheminables.

La sécurité des employés et du public demeure la priorité absolue du secteur de la production thermique. Les programmes de sécurité sont fondés sur le processus de systèmes gérés et les évaluations de risques techniques des systèmes d'usine selon la norme de santé et sécurité au travail ISO 18000. En se servant de ces systèmes et évaluations, OPG montre la grande importance qu'elle accorde aux investissements dans les plans de travail, à la formation du personnel et au matériel à risque afin d'atténuer et d'éliminer les questions touchant la santé, la sécurité et la production à ses centrales.

Performance environnementale

La politique environnementale d'OPG prévoit qu'« OPG doit respecter toutes les exigences légales et tous les engagements environnementaux qu'elle prend, dans le but de surpasser ces exigences légales s'il convient de le faire sur le plan des affaires ». La politique engage OPG à établir et à maintenir un système de gestion environnemental, à travailler pour prévenir ou atténuer les répercussions néfastes sur l'environnement dans un but à long terme d'amélioration continue et de maintien, ou s'il convient de le faire sur le plan des affaires, de régénérer les milieux naturels d'importance et les espèces menacées connexes. Les objectifs clés en matière de performance environnementale s'enchâssent eux aussi dans le processus de planification commerciale annuelle d'OPG. La performance est suivie et communiquée aux parties prenantes internes et externes.

OPG gère les émissions atmosphériques d'oxydes d'azote (« NO_x ») et de dioxyde de soufre (« SO₂ ») en utilisant de l'équipement spécialisé comme des épurateurs-laveurs, des brûleurs à faible émission de NO_x et de l'équipement de réduction catalytique sélective, et en achetant du combustible à faible teneur en soufre.

OPG surveille ses émissions dans l'atmosphère et dans l'eau et communique régulièrement les résultats aux organismes de réglementation, dont le ministère de l'Environnement de l'Ontario, Environnement Canada et la CCSN. Le public reçoit aussi des communications régulières concernant la performance environnementale d'OPG. OPG a élaboré et mis en œuvre des programmes internes de surveillance, d'évaluation et de communication de l'information afin de gérer les risques environnementaux, tels les émissions dans l'atmosphère et dans l'eau, les rejets, les déversements, le traitement des émissions radioactives et les déchets radioactifs. De plus, OPG continue de s'occuper de la contamination historique des sols dans le cadre d'un programme volontaire d'évaluation et de décontamination des sols.

Au chapitre de l'environnement, OPG a atteint ou dépassé les objectifs qu'elle s'était fixés en 2012 pour ce qui est des déversements, des infractions, de l'efficacité énergétique, de la production de déchets radiologiques et des émissions de dioxines/furannes. OPG a conservé sa certification ISO 14001 pour son système de gestion environnementale au niveau de la Société et pour toutes ses centrales. En 2012, les émissions de gaz acides (SO₂ et NO_x) se sont établies à 16,1 gigagrammes (« Gg »), comparativement à 17,0 Gg en 2011. La diminution des émissions de gaz acides découle de l'utilisation de charbon à faible teneur en soufre et de l'utilisation accrue de l'épurateur de SO₂ à la centrale Lambton. Les six unités alimentées au charbon d'OPG affichant les taux d'émission de gaz acides les plus élevés ont été mises hors service en 2010 et en 2011.

Même s'il a été adopté par le gouvernement fédéral au troisième trimestre de 2012, le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon* ne devrait pas influencer sur OPG étant donné que le ministère de l'Énergie a annoncé en janvier 2013 que les dernières unités alimentées au charbon des centrales Lambton et Nanticoke seraient fermées d'ici la fin de 2013. À compter du 1^{er} juillet 2015, le nouveau règlement fédéral imposera une limite annuelle de 420 Mg CO₂/GWh pour les émissions des centrales alimentées au charbon ayant atteint la fin de leur durée de vie utile. Pour respecter cette limite, une unité alimentée au charbon devra être équipée d'une technologie de captage et de stockage du carbone ou devra être coalimentée à la biomasse à des taux très élevés. Il semble donc improbable que cette exigence ait une incidence sur la capacité d'OPG de convertir les centrales au charbon, soit à la biomasse ou au gaz naturel.

En janvier 2013, le ministère de l'Environnement de l'Ontario a publié le « Document de travail sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre en Ontario ». Le document de travail lance un processus de consultation sur les principaux éléments d'un plan de réduction des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») qui devrait être dressé en 2013. Les règlements provinciaux actuels exigent que les installations qui rejettent 25 000 Mg ou plus d'équivalents- CO_2 surveillent, mesurent et déclarent leurs émissions. OPG se conformera aux exigences et continuera de surveiller l'avancement du plan de réduction des émissions de GES.

Pour améliorer davantage son bilan d'émissions de GES, OPG se tourne vers les biocarburants pour remplacer en partie le charbon. OPG encourage aussi la plantation d'arbres par son vaste programme de biodiversité.

Les cibles d'émissions de CO_2 fixées par la Province pour les centrales alimentées au charbon d'OPG sont de 11,5 millions de tonnes par année pour la période de 2011 à 2014. En 2012, les émissions de CO_2 d'OPG ont été de 4,3 millions de tonnes contre 4,2 millions de tonnes en 2011.

Sécurité

OPG demeure constante dans son engagement envers l'excellence en matière de sécurité, forte de sa solide culture de sécurité et en continuant d'améliorer les systèmes de gestion de la sécurité. La performance en matière de sécurité se mesure à l'aide de deux indicateurs primaires : le taux de gravité des accidents et le taux d'accidents avec blessures.

OPG a réalisé une excellente performance en matière de sécurité en 2011, obtenant le taux de gravité des accidents et le taux d'accidents avec blessures les meilleurs de son histoire. En 2012, le taux d'accidents avec blessures de 0,63 blessure par 200 000 heures travaillées dépasse de peu le taux de 0,56 blessure par 200 000 heures travaillées obtenu en 2011. Pour ce qui est du taux de gravité des accidents en 2012, soit 2,4 jours perdus par 200 000 heures travaillées, il a largement dépassé le taux atteint en 2011, qui était de 1,10 jour perdu par 200 000 heures. Bien que la performance de 2012 n'ait pas atteint celle de 2011, il est prévu que la performance d'OPG en matière de sécurité demeurera parmi les meilleures des entreprises canadiennes de services publics d'électricité comparables. En octobre 2012, l'Association canadienne de l'électricité a souligné le classement d'OPG dans le premier quartile des comparables en 2011.

Les principes d'amélioration continue mis de l'avant, l'application des leçons tirées des incidents touchant la sécurité et la gestion proactive de la sécurité témoignent de l'engagement d'OPG à toujours améliorer la performance en matière de sécurité.

La « conscientisation situationnelle », qui s'entend de l'évaluation et du contrôle des dangers que cachent les changements ou les imprévus en milieu de travail, a été intégrée aux pratiques de travail en tant que mode d'amélioration clé pour 2012. Les principaux jalons de ce projet d'amélioration de la culture ont compris une définition claire des attentes du leadership et une campagne de communication globale destinée à accroître les connaissances et les compétences. Les dirigeants ont incité les employés à prendre conscience des conditions situationnelles en évaluant et en contrôlant les dangers que cachent les changements ou les imprévus en milieu de travail. En 2012, l'accent a été maintenu sur l'amélioration des processus de protection au travail qui sont utilisés pour isoler l'équipement en cours de maintenance. Ces projets d'amélioration aideront OPG à maintenir le cap sur la réduction des blessures, notamment les blessures musculosquelettiques, et à se rapprocher de son objectif de zéro blessure.

Excellence des projets

OPG a entrepris plusieurs projets de développement de la capacité de production conformément au plan énergétique. Les principaux projets d'OPG comprennent la remise en état de centrales nucléaires, l'aménagement de nouvelles installations nucléaires, le maintien en activité des unités 5 à 8 des centrales Pickering, l'aménagement de nouvelles installations hydroélectriques et la modernisation de centrales existantes, et la conversion possible d'autres centrales alimentées au charbon à des combustibles de remplacement.

Remise en état de la centrale Darlington

Selon les prévisions de conception initiale, les unités de la centrale Darlington devraient atteindre leur fin de vie nominale entre 2019 et 2021. Les travaux de remise en état visent à prolonger d'environ 30 ans la durée de vie de la centrale. En février 2010, OPG a annoncé sa décision d'entreprendre la phase de définition de la remise en état de la centrale nucléaire Darlington. Cette phase comprend l'organisation du projet, la définition de l'étendue des travaux, les étapes d'ingénierie techniques, de planification et d'estimation, l'approvisionnement de certains éléments à long délai de livraison, la conclusion des contrats clés et la mise à niveau des installations et de l'infrastructure. Les dépenses en immobilisations attribuables au projet pour 2012 se sont établies à 232 millions de dollars, et les dépenses en immobilisations cumulatives atteignaient 362 millions de dollars au 31 décembre 2012. Une estimation détaillée des coûts et de l'échéancier pour la remise en état des quatre unités devrait être disponible en 2015 et la phase d'exécution devrait commencer en 2016.

Conformément aux exigences réglementaires de la CCSN en matière de prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires, OPG devait réaliser une série d'évaluations pour le projet de remise en état de la centrale Darlington. En 2011, OPG a présenté son évaluation environnementale (« EE ») liée à la remise en état et a poursuivi l'exploitation de la centrale nucléaire Darlington. À partir de cette EE, la CCSN et Pêches et Océans Canada ont publié une ébauche de leur rapport d'examen environnemental au deuxième trimestre de 2012. Ce rapport a fait l'objet d'une consultation publique. La CCSN a ensuite publié son rapport d'examen environnemental définitif en septembre 2012. Ce rapport représente le principal document soumis à l'audience publique sur l'EE. Le rapport, comme l'analyse d'OPG, conclut que, compte tenu des mesures d'atténuation des risques recensés, il est peu probable que la remise en état et la poursuite de l'exploitation de la centrale Darlington aient des retombées sur l'environnement. L'audience publique sur l'EE a eu lieu en décembre 2012. La CCSN devrait rendre sa décision sur l'EE au deuxième trimestre de 2013. Au début de 2012, la CCSN a terminé une analyse sur le caractère suffisant de l'examen intégré de la sûreté (« EIS »). La CCSN a jugé l'EIS suffisant pour pouvoir entreprendre l'évaluation technique détaillée. La CCSN est en train de réviser l'EIS de façon active et OPG répond à ses questions et commentaires. La CCSN devrait achever l'évaluation technique détaillée de l'EIS vers le milieu de 2013.

Les résultats de l'EE et de l'EIS seront regroupés dans un rapport d'évaluation global (« REG ») qui comprend un plan de mise en œuvre intégré (« PMOI »). Le PMOI donne le calendrier de la mise en œuvre des améliorations et des écarts relevés dans l'EE et l'EIS. Le REG et le PMOI seront présentés à la CCSN en décembre 2013.

Le 1^{er} mars 2012, OPG a accordé un contrat pour l'exécution de travaux de retubage et de remplacement des conduits d'alimentation. Ce contrat sera réalisé en deux phases : une phase de définition du projet, qui comprend la planification, la conception, les essais d'outillage, la conception et la construction d'une maquette de réacteur pleine grandeur aux fins des essais et de la formation, et une phase d'exécution, qui comprend le retrait et le remplacement des principales composantes des quatre réacteurs à la centrale Darlington. La phase de définition, estimée à plus de 600 millions de dollars, devrait s'étaler jusqu'en 2015. Les travaux de la phase d'exécution, qui doit encore être estimée et évaluée, comprennent le retrait et le remplacement des 480 tubes de force et de calandre et des 960 conduits d'alimentation de chacun des quatre réacteurs de la centrale.

Le contrat de retubage et de remplacement des conduits d'alimentation est un de plusieurs contrats qui seront octroyés pour la remise en état de la centrale nucléaire Darlington. Les processus d'approvisionnement couverts par le contrat relatif aux turbines et aux générateurs et le contrat relatif à l'évacuation de carburant ont été entrepris en 2012.

La construction du complexe énergétique Darlington (le « complexe ») s'est poursuivie en 2012. L'installation était quasi achevée en janvier 2013. Le complexe devrait être prêt à l'occupation au début de l'été 2013, environ trois mois plus tôt que prévu. Celui-ci comprendra un bâtiment pour la formation et pour la conception des calandres maquettes, un entrepôt et des bureaux afin de soutenir le projet de remise en état de la centrale Darlington.

Nouvelles unités de production nucléaire

En mai 2012, le gouvernement fédéral a approuvé la nouvelle EE du projet nucléaire Darlington. L'approbation de l'EE fournit une révision indépendante et une confirmation que le projet n'aura pas de répercussion néfaste importante sur l'environnement, étant donné les activités d'atténuation. L'EE a depuis été contestée par voie de demande d'examen judiciaire à la Cour fédérale du Canada au motif que le rapport de la commission d'examen conjoint ne satisfait pas aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et que l'audience a privé les demandeurs de certains droits procéduraux. OPG et les organismes fédéraux ont déposé leurs affidavits.

En juin 2012, OPG a conclu des conventions de services avec Westinghouse et SNC-Lavalin/CANDU Énergie visant la préparation de plans de construction, de calendriers et d'estimations de coûts pour les nouvelles unités de production nucléaire qui pourraient être ajoutées à la centrale Darlington. Les conventions de services accordent à chaque société un délai de douze mois pour produire un rapport sur leur offre respective. Les rapports seront analysés et soumis à l'examen de la Province.

En août 2012, la CCSN a approuvé la demande de permis de préparation de l'emplacement qui accueillera les nouvelles unités de production nucléaire à la centrale Darlington. Par la suite, un avis de demande de révision judiciaire à l'égard du permis de préparation de l'emplacement a été déposé par des tiers au motif que l'émission du permis par la CCSN n'était pas valide et ne respectait pas les exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. OPG est en train de préparer sa réponse.

Maintien en activité des unités 5 à 8 des centrales Pickering

OPG a pratiquement achevé une série coordonnée d'initiatives pour évaluer le maintien en activité, en toute sûreté et fiabilité, des unités 5 à 8 des centrales Pickering pendant environ quatre à six années de plus. En juin 2012, OPG a présenté la documentation nécessaire à la CCSN relativement au prolongement de la durée de service des tubes de force. Au troisième trimestre de 2012, la CCSN a convenu qu'OPG sera en mesure, moyennant la surveillance prévue, l'achèvement avec succès de la recherche et du développement en cours, et les améliorations prévues aux centrales, de confirmer la capacité fonctionnelle des canaux de combustible des centrales Pickering jusqu'à l'expiration de la période proposée de maintien en activité en 2020. À la fin de 2012, OPG a fini son travail pour démontrer avec suffisamment de certitude que les tubes de force atteindront la durée de vie supplémentaire, comme prévu.

La révision du plan d'exploitation durable et du plan de maintien en activité des centrales nucléaires Pickering par la CCSN n'a pas entraîné de nouvelles exigences réglementaires. À la fin de 2012, OPG a présenté sa révision annuelle du plan de maintien en activité à la CCSN. Les travaux de maintien en activité qui se rapportent aux améliorations et aux inspections d'équipement se poursuivront jusqu'à la fin de 2014, comme prévu.

Dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité

En janvier 2012, la CCSN et l'Agence canadienne d'évaluation environnementale ont annoncé la nomination des trois membres de la commission d'examen conjoint chargée du dépôt géologique en profondeur d'OPG. La commission d'examen conjoint se penchera sur les répercussions environnementales du projet de dépôt géologique en profondeur afin qu'il réponde aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. En février 2012, la commission d'examen conjoint a annoncé le début d'une période d'examen public de six mois sur l'énoncé des incidences environnementales, le rapport de sûreté préliminaire et les documents de soutien technique. OPG a reçu une grande quantité de demandes de renseignements de la commission d'examen conjoint et y a répondu à la fin de décembre 2012. En décembre 2012, la commission d'examen conjoint a présenté d'autres demandes de renseignements. Par conséquent, la période d'examen public a été prolongée jusqu'au premier trimestre de 2013.

OPG a suspendu les activités de conception jusqu'à l'émission du permis de préparation de l'emplacement et de construction par la commission d'examen conjoint. Si le permis de préparation de l'emplacement et de construction est délivré en 2014, la construction du dépôt géologique en profondeur devrait commencer en 2015.

Tunnel de Niagara

Les principales activités de revêtement du tunnel de Niagara ont été achevées en 2012, à l'exception du coulage du béton précontraint pour lier le revêtement de béton à la paroi rocheuse. Cette activité avait progressé pour atteindre 9 525 mètres au 31 décembre 2012. Le démontage du tunnelier a été achevé en 2012.

Au début de mars 2013, les tests finaux sont en cours et de l'eau est acheminée par le tunnel de Niagara avant de le déclarer en service, plus de neuf mois avant la date d'achèvement du projet approuvée de décembre 2013. À l'achèvement du tunnel de 10,2 kilomètres, une capacité de dérivation d'eau supplémentaire d'environ 500 mètres cubes par seconde accroîtra la production annuelle des centrales Sir Adam Beck d'environ 1,5 TWh en moyenne, selon le débit d'eau. Les dépenses en immobilisations attribuables au projet pour 2012 se sont établies à 231 millions de dollars, et les dépenses en immobilisations cumulatives atteignaient 1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2012. Les coûts totaux du projet à son achèvement devraient approcher 1,5 milliard de dollars, par rapport au budget approuvé de 1,6 milliard de dollars.

Lower Mattagami

Le projet de la rivière Lower Mattagami augmentera la capacité de production des quatre centrales sur la rivière Lower Mattagami de 438 MW. Les activités de bétonnage se sont poursuivies tout au long de 2012 aux sites Little Long, Harmon et Smoky Falls, toutes les dates des étapes importantes ayant été respectées ou devancées. Au site Little Long, la superstructure en acier de la centrale a été installée et l'installation de l'équipement électrique et mécanique est en cours. Le retrait du batardeau est également en cours à ce site. En décembre 2012, une brèche a été constatée dans une section du batardeau récemment installé au site Kipling. Tous les autres batardeaux du projet ont été inspectés et jugés sécuritaires. Bien que cet incident ne doive pas entraîner de frais importants, les travaux visant à finaliser un plan de réparation et à déterminer la répercussion sur la date d'achèvement du projet en juin 2015 se poursuivent.

Les dépenses en immobilisations attribuables au projet pour 2012 se sont établies à 589 millions de dollars, et les dépenses en immobilisations cumulatives atteignaient 1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2012. Le projet devrait se terminer en respectant le budget approuvé de 2,6 milliards de dollars.

Conversion d'unités alimentées au charbon

La stratégie de conversion d'unités alimentées au charbon à des combustibles de remplacement reflète l'évolution du portefeuille de production énergétique de l'Ontario. Les combustibles de remplacement comprennent la biomasse, le gaz naturel et la biénergie gaz-biomasse. Avant qu'OPG puisse aller de l'avant avec la conversion des unités, un mécanisme doit être mis en place pour récupérer les capitaux investis et les coûts, ce qui requiert généralement le consentement ou l'avis de l'actionnaire d'OPG, le ministère de l'Énergie.

Conversion à la biomasse d'Atikokan

OPG procède à la conversion à la biomasse de la centrale au charbon Atikokan. Au troisième trimestre de 2012, OPG et l'OEO ont conclu une CAE à la biomasse pour la centrale Atikokan. Après la conversion, la centrale devrait avoir une capacité de 200 MW. Le projet de conversion, dont l'estimation de coûts autorisée est de 170 millions de dollars, devrait se terminer au premier semestre de 2014. Les dépenses en immobilisations engagées pour le projet en 2012 se sont établies à 54 millions de dollars, et les dépenses en immobilisations cumulatives atteignaient 59 millions de dollars au 31 décembre 2012.

Autres unités alimentées au charbon

OPG a suspendu les travaux de conversion au gaz naturel de la centrale Thunder Bay, en attendant que l'OEO examine les besoins en électricité du nord-ouest de l'Ontario. L'OEO a avisé OPG qu'il lui fallait plus de temps pour étudier d'autres options pour l'approvisionnement en électricité du nord-ouest de la Province. Les coûts de 9 millions de dollars engagés à ce jour ont été radiés au quatrième trimestre de 2012.

Étant donné l'arrêt de la conversion de la centrale Thunder Bay, OPG a demandé le désenregistrement de la centrale en novembre 2012. En janvier 2013, la Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité (« SIERE ») a établi avoir besoin d'au moins une unité à la centrale Thunder Bay pour assurer la fiabilité du réseau contrôlé par la SIERE. Par conséquent, OPG et la SIERE ont entrepris des négociations afin de conclure un contrat de fiabilité impérative pour la période du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2013. Le contrat a été signé par OPG et la SIERE et est assujéti à l'approbation de la CEO.

Comme il est décrit dans le plan énergétique et la directive sur l'approvisionnement diversifié, OPG envisage également de convertir au gaz naturel ou à la biomasse certaines unités des centrales Lambton et Nanticoke si cela rendait le réseau ontarien plus fiable. Si rien n'indique que la conversion pourrait avoir lieu, les unités demeureront à la disposition du réseau jusqu'à la date de fermeture prévue du 31 décembre 2013.

Durabilité financière

À titre d'entreprise commerciale, OPG a comme priorité financière de réaliser constamment un niveau de performance financière qui assure un rendement financier durable et d'accroître la valeur de ses actifs pour son actionnaire, la province d'Ontario. Cette priorité comporte trois objectifs :

- améliorer la rentabilité en augmentant les revenus;
- accroître l'efficacité et réduire les coûts;
- assurer une solide situation financière qui améliore la capacité d'OPG à financer son exploitation et ses projets.

Augmentation des revenus

La stratégie en matière de revenus d'OPG est axée sur l'augmentation des revenus, tout en tenant compte des répercussions sur les consommateurs ontariens. OPG dispose de plusieurs sources de revenus, notamment : les tarifs réglementés pour les installations visées par règlement, les prix du marché au comptant pour certaines installations non réglementées, les conventions de recouvrement des coûts ou d'approvisionnement en énergie pour le reste de ses installations non réglementées et les revenus autres que de production.

L'électricité produite par les installations visées par règlement, les centrales nucléaires et la plupart des centrales hydroélectriques de base, est assujéti à des tarifs réglementés. En vertu du cadre réglementaire actuel, l'objectif d'OPG consiste à démontrer clairement que ses coûts réglementés sont engagés de façon prudente et qu'ils devraient être recouverts en entier, et qu'OPG dégager un rendement approprié. La décision de la CEO portant sur la demande d'OPG de nouveaux tarifs réglementés qui devraient être en vigueur à compter du 1^{er} mars 2011 a établi des tarifs réglementés beaucoup moins élevés que ceux demandés par OPG. Ainsi, les tarifs réglementés n'entraînent pas le recouvrement complet des coûts des activités à tarifs réglementés et ne permettent pas à ces activités de dégager un taux de rendement approprié, ce qui nuit à la performance financière d'OPG. En septembre 2012, OPG a déposé auprès de la CEO une demande afin d'obtenir l'approbation du recouvrement des soldes des comptes d'écarts et de report approuvés au 31 décembre 2012. En 2013, OPG prévoit déposer auprès de la CEO une demande de nouveaux tarifs réglementés pour la production des installations visées par règlement devant entrer en vigueur en 2014. OPG étudie présentement certaines sources possibles de revenus à long terme qui permettraient de recouvrer ses coûts et de dégager un rendement approprié, tout en contenant les tarifs facturés aux clients.

Une part de la production d'électricité d'OPG est non réglementée et vendue au prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. Le prix du marché au comptant moyen a beaucoup reculé depuis 2008 en raison de facteurs comme les faibles prix du gaz naturel, l'offre d'électricité accrue et la baisse de la demande primaire. Par conséquent, d'après les prix au comptant actuels et prévus, les revenus qu'OPG tire de ses activités non réglementées sont insuffisants pour recouvrer en entier les coûts et dégager un rendement. OPG étudie certaines options qui permettraient de recouvrer ses coûts et de dégager un rendement approprié de ses actifs non réglementés.

OPG a négocié des conventions d'approvisionnement en énergie et de recouvrement des coûts pour certains de ses actifs hydroélectriques et thermiques non réglementés. OPG reçoit aussi des revenus autres que de production d'électricité d'un certain nombre de sources, notamment : les ventes d'isotopes et d'eau lourde, la location des centrales nucléaires Bruce A et B, des coentreprises avec le PEC et les centrales alimentées au gaz à cycle combiné Brighton Beach, les activités de négociation et les activités autres que de couverture, la vente et la location de propriétés immobilières et la prestation de services techniques et de conception à des tierces parties.

Accroître l'efficacité et réduire les coûts

OPG cherche constamment des occasions pour améliorer l'efficacité et la productivité tout en réduisant les coûts. Dans ce but, OPG a lancé un projet de transformation des activités sur plusieurs années afin de devenir une société simplifiée et dotée d'une structure de coûts viable. OPG pourrait ainsi continuer à contenir les tarifs facturés aux clients et attirer de nouvelles occasions de développement de la capacité de production pour appuyer le plan énergétique.

La transformation des activités comprend des changements à la structure organisationnelle d'OPG et plus de 120 projets importants. Les changements visent à simplifier et à reconstruire bon nombre de processus et de systèmes. Une nouvelle structure organisationnelle centralisée a été mise en œuvre pour regrouper les services communs, tirer profit des centres d'excellence et établir la base d'un modèle organisationnel et d'une structure de coûts capables d'évoluer. OPG pourra donc réagir plus efficacement devant les nouvelles occasions d'affaires dans le secteur de l'électricité en évolution de l'Ontario. Ces projets de transformation des activités ont permis à OPG de réduire considérablement son effectif. Pendant la période de 2011 à 2012, l'effectif d'OPG pour les activités courantes a été réduit de plus de 1 000 personnes, surtout au moyen de l'attrition. L'objectif de réduction de l'effectif total pour les activités courantes pour la période du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2015 est de 2 000 personnes, en simplifiant les fonctions de soutien.

Raffermir la situation financière

Une bonne mise en œuvre des projets visant à augmenter les revenus, à améliorer l'efficacité et à réduire les coûts permettra de raffermir la situation financière d'OPG. Pour exercer ses activités dans l'optique du maintien de sa viabilité financière et préserver la valeur de ses actifs revenant à son actionnaire, OPG veille à maintenir des liquidités suffisantes, à conserver des notations de crédit de première qualité, à réaliser tous les principaux projets de développement de capacité de production en respectant les paramètres économiques, en recouvrant les coûts et en dégagant un rendement approprié, à ce que le capital est réparti de façon économique et prioritaire, et à évaluer continuellement sa performance financière et opérationnelle.

Les principales sources de liquidités et de capital d'OPG sont les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, le financement bancaire et les facilités de crédit fournies par la SFIEO, ainsi que le financement sur les marchés financiers. Depuis 2009, OPG a fait son entrée sur les marchés des titres de créance en faisant des placements privés pour financer ses projets de développement de capacité de production. En 2012, OPG a émis des billets de premier rang totalisant 425 millions de dollars pour appuyer le projet de la rivière Lower Mattagami. OPG prévoit continuer de recourir aux marchés financiers pour appuyer des projets de développement futurs, si le coût est raisonnable.

Le maintien de notations de crédit de première qualité fait partie des principaux objectifs financiers d'OPG. Les notations de crédit de première qualité actuelles d'OPG lui ont permis d'obtenir du financement à des taux d'intérêt avantageux. Cependant, en novembre 2012, Standard & Poor's a révisé la tendance de la notation de la Société, la faisant passer de stable à négative. Cette révision est surtout attribuable à ce qui suit : la révision du profil de crédit d'OPG, qui est passé de « bbb » à « bbb- », la tendance négative de la notation de la Province, et l'exposition aux prix du marché au comptant de l'électricité et au volume des activités à tarifs non réglementés d'OPG. En février 2013, Standard & Poor's a maintenu la notation à long terme d'OPG à A- avec une tendance négative.

OPG gère sa structure du capital en tenant compte de mesures financières conformes à sa notation de crédit actuelle, des tarifs réglementés pour les activités à tarifs réglementés et aux revenus tirés des activités non réglementées. OPG évalue constamment sa performance financière à l'aide d'indices comme le rendement des capitaux propres (« RCP ») et la couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation. Se reporter aux informations sur le RCP et les flux de trésorerie d'exploitation à la rubrique *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

CAPACITÉ DE PRODUIRE DES RÉSULTATS

Un certain nombre de facteurs influent sur la capacité d'OPG à exécuter sa stratégie d'entreprise et à produire des résultats.

Fiabilité des actifs de production

OPG continue de mettre en œuvre des mesures spécifiques visant l'amélioration de la fiabilité et de la prévisibilité de chaque centrale nucléaire qu'elle exploite. Ces mesures sont conçues en fonction d'exigences technologiques particulières et de l'expérience opérationnelle, et permettent d'atténuer les risques. La centrale nucléaire Darlington est passée à un cycle de trois ans pour ce qui est des interruptions planifiées afin de tirer avantage de l'état de la centrale, des systèmes d'appoint en place et de la capacité de chargement du combustible en cours de fonctionnement. Les centrales nucléaires Pickering continueront de faire des améliorations ciblées en matière de fiabilité.

OPG a augmenté la capacité de production de ses centrales hydroélectriques et a investi de fortes sommes pour remplacer l'équipement désuet, moderniser les roues de turbines, automatiser davantage les centrales et améliorer les pratiques de maintenance. Des programmes sont en place pour améliorer encore l'efficacité et la disponibilité des centrales hydroélectriques existantes.

OPG continuera de maintenir la fiabilité de ses centrales alimentées au charbon afin de produire l'électricité requise jusqu'à la date prévue de leur fermeture.

Planification et exécution des projets

OPG poursuit et réalise un certain nombre d'occasions de développement de la capacité de production, comme il est décrit à la rubrique *Activités de base et stratégie* du présent rapport de gestion. De plus, OPG continue de planifier et de mettre en œuvre des projets d'amélioration des immobilisations et des programmes de maintenance relativement à ses actifs existants. Pour concrétiser sa stratégie d'excellence des projets, OPG doit recourir à des gens compétents et expérimentés pour planifier et réaliser les projets en temps opportun tout en respectant les budgets. Le processus de planification et de préparation des projets comprend l'élaboration de plans d'urgence pour la gestion des difficultés éventuelles, la tenue de registres détaillés sur les risques et le suivi des progrès par rapport à des étapes claires à des moments clés des projets. La responsabilité de chaque projet est également définie à l'échelon qui convient et le projet fait l'objet d'une surveillance par la haute direction et un comité du conseil d'administration.

Efficacités d'exploitation

OPG prête constamment attention à la réduction des coûts et aux efficacités. Pour réaliser des progrès, OPG a effectué une restructuration qui a consisté à regrouper les activités des secteurs hydroélectrique et thermique, à réorganiser ses activités commerciales afin de tirer profit d'occasions d'affaires, et à mettre en œuvre un modèle évolutif de prestation de services pour les fonctions de soutien à l'entreprise. OPG a adopté une structure organisationnelle centralisée intégrée et a simplifié ses processus opérationnels et de projets pour alléger davantage son exploitation.

Une équipe de direction forte est nécessaire pour accomplir cette importante transformation, tout comme des agents de changement pour instaurer les changements culturels et les efficacités nécessaires, tout en continuant d'employer les actifs de production d'OPG de façon sécuritaire et fiable.

Gens et culture

La stratégie d'OPG en matière de ressources est de réaliser la transformation des activités et d'atteindre les objectifs opérationnels en compensant l'attrition par des efficacités afin de combler les besoins futurs de l'entreprise. OPG prévoit engager des gens compétents et verra à leur perfectionnement afin d'avoir le talent nécessaire pour maintenir le rythme de son changement et son leadership. OPG a aussi un programme actif de planification de la relève et continue d'instaurer des programmes de développement du leadership à l'échelle de l'organisation.

La production d'électricité repose sur des technologies complexes faisant appel à des travailleurs compétents et bien formés. De nombreuses fonctions à OPG ne peuvent être exercées que par des personnes ayant un niveau d'études élevé et sont assorties d'exigences rigoureuses de formation continue et de renouvellement périodique des compétences. En plus de maintenir à jour son programme complet de formation interne, OPG a conclu des partenariats avec des organismes gouvernementaux, d'autres entreprises de l'industrie de l'électricité et des établissements d'enseignement pour atteindre le niveau de compétence requis.

En date du 31 décembre 2012, OPG comptait environ 10 840 employés à plein temps et environ 650 employés saisonniers, employés contractuels, ouvriers occasionnels et employés temporaires. La plupart des employés à temps plein d'OPG sont représentés par deux syndicats :

- le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique, qui représente environ 6 300 employés;
- la Society of Energy Professionals, qui représente environ 3 400 employés.

L'actuelle convention collective entre OPG et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique a une durée de trois ans, dont l'échéance est le 31 mars 2015. La convention collective conclue avec la Society of Energy Professionals a pris fin le 31 décembre 2012. OPG et la Society of Energy Professionals n'ont pas été en mesure de s'entendre sur les modalités de renouvellement de la convention collective et le différend est présentement devant un arbitre. Le dénouement de l'arbitrage déterminera les modalités et la durée de la nouvelle convention collective. Les résultats sont attendus au printemps 2013.

En plus d'avoir une main-d'œuvre permanente, OPG confie des travaux de construction à des membres de 22 syndicats de métiers ayant des droits de négociation établis sur les installations d'OPG. Ces droits de négociation sont exercés soit par l'entremise de l'Electrical Power Systems Construction Association (« EPSCA »), soit directement auprès d'OPG. Les conventions collectives conclues entre la Société et ses syndicats de la construction sont négociées directement ou avec l'aide de l'EPSCA, et leurs dates d'échéance se situent entre 2013 et 2020.

TENDANCES DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO

Dans son rapport intitulé *18-Month Outlook*, publié le 28 février 2013, la SIERE a indiqué qu'en date du 13 février 2013, la puissance de production d'électricité installée de l'Ontario était de 35 850 MW. Au 31 décembre 2012, la capacité de production d'électricité en service d'OPG était de 19 051 MW ou environ 53 % de la puissance de l'Ontario. La SIERE a indiqué que l'Ontario continuerait de disposer d'un approvisionnement en électricité adéquat. Une production renouvelable reliée au réseau d'environ 3 200 MW sera ajoutée d'ici août 2014.

La SIERE a enregistré une demande de 141,8 TWh pour 2012, et a prévu une demande de 141,0 TWh pour 2013. La diminution de 0,6 % de la demande prévue pour 2013 se rapporte surtout aux projets de conservation en cours et aux actifs qui ne sont pas directement reliés au réseau de la SIERE, qui font plus que contrebalancer l'incidence de la croissance de la population et de l'économie. La demande de pointe d'électricité prévue pour l'été 2013, si les conditions climatiques sont normales, devrait se fixer à 23 275 MW.

Les prix des combustibles peuvent avoir une incidence importante sur les revenus et la marge brute d'OPG. Le prix du gaz naturel au Henry Hub a atteint une moyenne de 2,75 \$ US/MMBtu en 2012. Cette baisse de 31 % par rapport au prix de 4,00 \$ US/MMBtu en 2011 est surtout attribuable à l'hiver doux connu en 2011-2012 et à la saturation du marché nord-américain. Les prix du charbon de l'Est se sont établis en moyenne à 60,00 \$ la tonne en 2012, soit 18 % de moins qu'en 2011, alors que les prix du charbon du bassin Powder River ont été en moyenne de 10,00 \$ la tonne en 2012, ce qui représente une diminution d'environ 30 %. La concurrence plus vive sur le marché du charbon et l'actuel déplacement vers le gaz naturel ont favorisé l'importante baisse des prix du charbon.

La stratégie d'achat de combustible nucléaire qui consiste à utiliser une combinaison de contrats à long terme et de contrats au comptant et une combinaison de contrats à prix fixes et à prix variables en fonction du marché, ainsi que le long délai entre l'achat de l'uranium et son traitement et la production des grappes de combustible jusqu'à la comptabilisation des coûts du combustible tendent à atténuer les répercussions que peuvent avoir les variations à court terme du prix de l'uranium sur OPG. Le prix moyen du marché au comptant de l'uranium s'établissait à 43,50 \$ US la livre à la fin de l'année, ce qui représente une diminution par rapport au prix de 46,50 \$ US la livre à la fin du troisième trimestre de 2012 et une importante baisse par rapport au prix de 52,00 \$ US la livre au début de 2012. Le prix moyen à long terme de l'industrie de l'uranium a terminé l'année à 56,50 \$ US la livre, soit une diminution par rapport au prix de 62,00 \$ US la livre atteint au début de 2012.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

OPG compte les cinq secteurs d'activité isolables suivants :

- production nucléaire réglementée;
- gestion des déchets nucléaires réglementée;
- production hydroélectrique réglementée;
- production hydroélectrique non réglementée;
- production thermique non réglementée.

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires qu'OPG possède et exploite. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales nucléaires Pickering et Darlington. Ce secteur comprend aussi les revenus tirés d'un contrat de location et d'ententes liées conclus avec Bruce Power, qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent des revenus locatifs et les revenus tirés de services comme les ventes d'eau lourde et la détritiation. Des revenus sont aussi tirés de la vente d'isotopes et des services auxiliaires. Les revenus tirés des services auxiliaires proviennent des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive. Les revenus tirés des ententes conclues avec Bruce Power et les revenus tirés de la vente d'isotopes et des services auxiliaires sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour les installations nucléaires d'OPG.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

Les activités du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée consistent en la gestion du combustible nucléaire irradié de faible activité ou de moyenne activité, le déclassement des centrales nucléaires d'OPG (y compris les centrales louées à Bruce Power), la gestion des Fonds nucléaires et les activités connexes, y compris l'inspection et l'entretien des installations de stockage des déchets. Par conséquent, une charge de désactualisation des passifs nucléaires et le rendement des Fonds nucléaires sont présentés dans ce secteur.

Au fil de l'exploitation des centrales nucléaires, OPG engage des coûts variables liés au combustible irradié de faible activité et de moyenne activité qui est produit. Ces coûts font augmenter les passifs nucléaires en raison de la production de grappes de combustible irradié additionnelles et d'autres déchets. Ces coûts variables sont imputés

aux activités à court terme du secteur Production nucléaire réglementée afin de refléter le coût de production de l'énergie et les revenus tirés du contrat de location et des ententes connexes conclus avec Bruce Power. Puisque les coûts variables font augmenter les passifs nucléaires du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée. L'incidence de cette charge intersectorielle est éliminée dans les états des résultats et les bilans consolidés d'OPG.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée est jugé réglementé puisque les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production des installations nucléaires réglementées d'OPG.

Production hydroélectrique réglementée

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant de la plupart des centrales hydroélectriques de base d'OPG. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, et les installations hydroélectriques R.H. Saunders. Les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de réglage de production automatique et d'autres services. Les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour ces installations.

Production hydroélectrique non réglementée

Le secteur Production hydroélectrique non réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales hydroélectriques d'OPG qui ne sont pas soumises à la réglementation des tarifs. Les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de production automatique et d'autres services.

Production thermique non réglementée

Le secteur Production thermique non réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales thermiques d'OPG qui ne sont pas soumises à la réglementation des tarifs. Les revenus tirés des activités auxiliaires proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve opérationnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des services de réglage de production automatique et d'autres services.

Divers

Le secteur Divers comprend les revenus qu'OPG tire de sa participation de 50 % dans la coentreprise Brighton Beach relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Shell Energy North America (Canada) Inc. Le secteur comprend également les revenus qu'OPG tire de sa quote-part de 50 % des résultats de la centrale alimentée au gaz PEC, détenue en coentreprise, qui est exploitée en vertu d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre accéléré conclu avec l'OEO. Les revenus et les charges liés aux activités de négociation et aux activités autres que de couverture d'OPG sont aussi inclus dans ce secteur. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, de un an ou moins, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés de l'énergie avoisinants. Ces activités se rapportent essentiellement à l'énergie physique, qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, et à la vente de produits de gestion des risques financiers et de produits liés à l'énergie. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou

de passifs à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres revenus. En outre, ce secteur comprend les revenus tirés des locations immobilières.

INDICATEURS CLÉS DE LA PRODUCTION ET DU RENDEMENT FINANCIER

Les indicateurs de rendement clés qui sont directement liés au mandat et aux stratégies d'affaires d'OPG sont les mesures de l'efficacité de la production, de la rentabilité et de la performance sur le plan de l'environnement et de la sécurité. OPG évalue la performance de ses centrales à l'aide de divers indicateurs de performance clés, qui varient selon la technologie de production.

Facteur de capacité des unités de production nucléaire

Les centrales nucléaires d'OPG fonctionnent à titre d'installations de base en raison de leurs faibles coûts marginaux et ne sont pas conçues pour des niveaux de production variables qui répondent aux demandes de pointe. Le facteur de capacité des unités de production nucléaire est une mesure clé de la performance des centrales nucléaires. Il mesure la quantité d'énergie produite par les unités sur une période donnée, ajustée en fonction de contraintes externes comme les limites liées au transport ou à la demande, exprimée en pourcentage de la quantité d'énergie qui aurait été produite au cours de la même période si la production des unités avait été optimale. Les facteurs de capacité sont principalement touchés par les indisponibilités planifiées et fortuites de la production. Selon la définition de l'industrie, les facteurs de capacité excluent les cas de non-disponibilité liée au réseau et les baisses importantes de la température des lacs.

Disponibilité hydroélectrique

Les centrales hydroélectriques d'OPG, qui fonctionnent en tant qu'installations de base, à capacité intermédiaire et à capacité de pointe, fournissent une source d'énergie renouvelable sûre, fiable et à faible coût. La disponibilité hydroélectrique est une mesure de la fiabilité d'une unité de production hydroélectrique. Elle est représentée par le pourcentage du temps, au cours d'une période donnée, pendant lequel une unité est en mesure de fournir sa production, qu'elle soit en service ou non, comparativement à la durée totale de la période.

Taux de garantie d'activation des centrales thermiques

Les centrales thermiques d'OPG fournissent une source d'énergie souple et fonctionnent en tant qu'installations de capacité de pointe, selon la demande du marché. Étant donné les changements constants dont le marché de l'électricité en Ontario fait l'objet, l'objectif premier du secteur de la production thermique est de s'assurer de la disponibilité immédiate de ses unités de production en cas de besoin. Alors que le taux d'indisponibilité fortuite équivalente, une mesure standard de l'industrie, continue d'être surveillé par le secteur de la production thermique dans le cadre de sa stratégie d'affaires, OPG a, en 2012, ajouté le taux de garantie d'activation comme principale mesure de fiabilité thermique. Il s'agit du ratio du nombre de fois où des unités de production thermique sont activées avec succès par rapport au nombre d'activations demandées par la SIERE. La performance mesurée selon la garantie d'activation avait fait l'objet d'un suivi en 2011 en prévision de ce changement.

Taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques et hydroélectriques

Une mesure de la fiabilité des centrales thermiques et hydroélectriques est la proportion du temps pendant lequel les centrales sont disponibles pour produire de l'électricité lorsque c'est nécessaire. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente est un indice de la fiabilité de l'unité de production obtenu en comparant le temps d'indisponibilité d'une unité de production attribuable à des événements fortuits, y compris tout déclassement forcé, avec son temps de disponibilité.

Pour ce qui est de ses centrales thermiques, OPG poursuit sa stratégie de veiller à ce que les unités soient disponibles en cas de besoin et d'optimiser l'offre sur le réseau de l'électricité produite par les unités alimentées au

charbon afin de réduire les dommages causés à l'équipement par les mises en marche et les arrêts fréquents. De plus, OPG a corrigé la durée et la portée des interruptions, quand cela était justifié, en tenant compte de la limite de production d'électricité en raison des plafonds d'émissions de CO₂, de la baisse de la demande sur le réseau et du fonctionnement futur prévu de la centrale. Cette stratégie vise à réduire les dépenses de maintenance connexes, notamment les dépenses en immobilisations, la main-d'œuvre et les heures supplémentaires. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques en 2012 et 2011 reflétait cette stratégie.

Coût énergétique de l'unité de production nucléaire

Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire sert à mesurer la rentabilité, sur le plan des coûts de production liés à l'exploitation, des actifs de production nucléaire d'OPG. Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire correspond au coût total du combustible nucléaire, des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, y compris les coûts non sectoriels répartis, des coûts variables liés à l'évacuation des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité, et des coûts variables liés à l'évacuation du combustible irradié et à son stockage, divisés par le total de l'énergie nucléaire produite.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par mégawattheure (« MWh »)

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh sont utilisées pour mesurer la rentabilité des centrales hydroélectriques. Cette mesure correspond au total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique, y compris les coûts non sectoriels répartis, divisés par l'énergie hydroélectrique produite. Elle exclut les frais liés au règlement de griefs historiques avec les Premières nations.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production thermique par MWh

Puisque les centrales thermiques sont principalement utilisées au cours des périodes de demande de pointe, la rentabilité de ces centrales est mesurée en fonction du total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration annualisées pour la période, y compris les coûts non sectoriels répartis, divisés par la capacité ajustée moyenne pondérée des centrales.

Rendement des capitaux propres

Le RCP est un indicateur du rendement d'OPG qui convient à ses objectifs d'exercer ses activités de manière à maintenir sa viabilité financière et de préserver la valeur revenant à son actionnaire. Le RCP correspond au bénéfice net divisé par les capitaux propres moyens, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu. Se reporter au RCP calculé à la rubrique *Autres mesures financières non conformes aux PCGR* pour d'autres détails.

Couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation

La couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation est un indicateur de la capacité d'OPG à respecter ses obligations de paiement d'intérêts à l'aide de ses flux de trésorerie d'exploitation. Il s'agit des flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts, divisés par les intérêts débiteurs ajustés. Elle est mesurée sur une période de douze mois. Se reporter aux rubriques *Situation de trésorerie et sources de financement – Couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation* et *Autres mesures financières non conformes aux PCGR – Couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation* pour d'autres détails.

Le RCP et la couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation ne sont pas des mesures conformes aux PCGR des États-Unis et ne devraient pas être considérés à titre de substituts au bénéfice net ou à toute autre mesure de rendement selon les PCGR des États-Unis. OPG est d'avis que ces mesures financières non conformes aux PCGR sont des indicateurs efficaces de son rendement et conviennent à ses objectifs d'exercer ses activités de manière à maintenir sa viabilité financière et de préserver la valeur revenant à son actionnaire.

Autres indicateurs clés

En plus des indicateurs de performance, de rendement et de rentabilité, OPG a relevé certaines mesures relatives à l'environnement et à la sécurité. Ces mesures sont analysées à la rubrique *Activités de base et stratégie*.

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

Cette section présente un sommaire des résultats clés d'OPG par secteur pour 2012 et 2011. Le tableau qui suit présente un sommaire des revenus, du bénéfice et de la production d'électricité pour chaque secteur d'activité :

	2012	2011 (ajustés)
<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>		
Revenus		
Production nucléaire réglementée	3 060	3 061
Gestion des déchets nucléaires réglementée	107	57
Production hydroélectrique réglementée	724	729
Production hydroélectrique non réglementée	373	492
Production thermique non réglementée	511	608
Divers	60	72
Éliminations	(103)	(55)
	4 732	4 964
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices		
Production nucléaire réglementée	364	321
Gestion des déchets nucléaires réglementée	(68)	(194)
Production hydroélectrique réglementée	324	341
Production hydroélectrique non réglementée	(10)	107
Production thermique non réglementée	(112)	(202)
Divers	53	92
	551	465
Production d'électricité (TWh)		
Production nucléaire réglementée	49,0	48,6
Production hydroélectrique réglementée	18,5	19,5
Production hydroélectrique non réglementée	12,1	12,9
Production thermique non réglementée	4,1	3,7
Total de la production d'électricité	83,7	84,7

Production nucléaire réglementée

	2012	2011 (ajustés)
<i>(en millions de dollars)</i>		
Ventes de la production réglementée	2 719	2 691
Comptes d'écarts	300	48
Divers	41	322
Total des revenus	3 060	3 061
Charges liées au combustible	310	256
Comptes d'écarts et de report	(49)	(13)
Total des charges liées au combustible	261	243
Marge brute	2 799	2 818
Exploitation, maintenance et administration	1 930	2 001
Amortissement	480	473
Impôt foncier et impôt sur le capital	26	26
Bénéfice avant autres revenus, intérêts et impôts sur les bénéfices	363	318
Autres revenus	(1)	(3)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	364	321

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur Production nucléaire réglementée s'est établi à 364 millions de dollars en 2012, contre 321 millions de dollars en 2011. L'augmentation tient surtout à la diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, en partie contrebalancée par la baisse de la marge brute.

La baisse de 71 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 2011 à 2012 découle essentiellement de la réduction de l'effectif et d'une diminution des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ont diminué surtout en raison de la comptabilisation d'un actif réglementaire lié à la transition d'OPG aux PCGR des États-Unis. La baisse des taux d'actualisation a entraîné une augmentation des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Cependant, ces coûts élevés ont été compensés par les montants comptabilisés dans le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux fins de recouvrement futur. La réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration a en partie été compensée par une augmentation de la désuétude des matières et fournitures et d'autres augmentations des charges.

La marge brute a diminué, surtout en raison de l'augmentation des charges liées au combustible. La diminution de la marge brute a en partie été compensée par une augmentation des revenus attribuable à une hausse de la production. Les charges liées au combustible ont augmenté surtout en raison de la hausse des prix de l'uranium. Les charges liées au combustible ont aussi augmenté du fait de la hausse des coûts liés au stockage et à l'évacuation de combustible irradié, due surtout à la mise à jour de 2011 des passifs nucléaires. Cette augmentation a été en grande partie contrebalancée par la comptabilisation d'actifs réglementaires pour le compte de report des passifs nucléaires et le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. Le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce inscrit les différences entre les revenus réels et les revenus prévus et les coûts liés aux centrales nucléaires louées à Bruce Power. Il est question du compte de report des passifs nucléaires à la rubrique *Faits saillants du bilan*.

En 2012, OPG a comptabilisé une réduction de 284 millions de dollars des autres revenus liés au contrat de location conclu avec Bruce Power (le « contrat de location des centrales Bruce »). Cette réduction tient à une variation de la valeur du dérivé intégré dans le contrat de location des centrales Bruce résultant d'une prolongation de la durée de vie utile des centrales nucléaires Bruce et d'une diminution de la moyenne arithmétique annuelle future prévue du prix horaire de l'énergie de l'Ontario (« PHEO moyen »). Se reporter à la rubrique *Contrats de location et partenariats*. La diminution des revenus de location est compensée par l'augmentation de l'actif réglementaire du

compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. Se reporter à la rubrique *Modifications de méthodes et d'estimations comptables* pour plus de détails.

Les facteurs de capacité pour les centrales Darlington et Pickering et le coût énergétique de l'unité de production pour 2012 et 2011 s'établissaient comme suit :

	2012	2011 (ajustés)
Facteur de capacité des unités de production (%)		
Darlington	93,2	95,2
Pickering	77,8	73,4
Coût énergétique de l'unité de production nucléaire (\$/MWh)	43,71	44,55

La centrale Darlington a continué de bien fonctionner, affichant un facteur de capacité de 93,2 % pour 2012. Le facteur de capacité de la centrale Darlington a été plus bas en 2012 qu'en 2011 étant donné surtout la hausse du nombre de jours d'interruption fortuite. Le facteur de capacité des centrales Pickering a été plus élevé en 2012 qu'en 2011 étant donné surtout la baisse du nombre de jours d'interruption planifiée et fortuite.

La baisse du coût énergétique de l'unité de production en 2012 s'explique principalement par une diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et une augmentation de la production, en partie contrebalancées par la hausse des coûts du combustible et des charges liées au combustible.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

(en millions de dollars)	2012	2011
Revenus	107	57
Exploitation, maintenance et administration	114	65
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires	712	695
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(651)	(509)
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(68)	(194)

La perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée d'OPG s'est établie à 68 millions de dollars en 2012, contre 194 millions de dollars en 2011. Cette amélioration est surtout attribuable à l'augmentation du rendement du Fonds de déclassement, par suite d'une augmentation plus marquée de la valeur marchande des titres détenus dans les fonds en 2012 par rapport à 2011, déduction faite de l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Les revenus du secteur de la gestion des déchets nucléaires réglementée ont augmenté en 2012 par rapport à 2011, en raison de l'augmentation de la charge intersectorielle imputée au secteur Production nucléaire réglementée. Cette augmentation est attribuable à la hausse des coûts variables liés au combustible nucléaire irradié et aux déchets nucléaires de faible activité résultant de la mise à jour de 2011 des passifs nucléaires. L'augmentation des revenus a été contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration amenée par la hausse des coûts variables.

Production hydroélectrique réglementée

(en millions de dollars)	2012	2011
Ventes de la production réglementée ¹	644	684
Comptes d'écarts	55	13
Divers	25	32
Total des revenus	724	729
Charges liées au combustible	246	263
Comptes d'écarts	15	(2)
Total des charges liées au combustible	261	261
Marge brute	463	468
Exploitation, maintenance et administration	103	108
Amortissement	33	38
Impôt foncier et impôt sur le capital	(1)	-
Bénéfice avant autres pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	328	322
Autres pertes (revenus)	4	(19)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	324	341

¹ Les ventes du secteur Production hydroélectrique réglementée ont compris des revenus liés au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité de 16 millions de dollars en 2012 et de 15 millions de dollars en 2011.

Pour 2012, le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur Production hydroélectrique réglementée s'est établi à 324 millions de dollars, contre 341 millions de dollars pour 2011. La diminution de 17 millions de dollars résulte principalement de la comptabilisation en 2011 d'un gain lié à une réduction de la provision environnementale et de la comptabilisation d'une perte de 4 millions de dollars en 2012. La perte pour 2012 se rapporte surtout à la radiation de divers ponts inclus dans le groupe des centrales Niagara, ces derniers ayant été cédés à des municipalités.

La marge brute a diminué de 5 millions de dollars en 2012 par rapport à 2011, surtout en raison de la baisse des revenus de production attribuable à une baisse des niveaux d'eau et à la diminution des revenus connexes et divers tirés des centrales. La diminution a en partie été compensée par l'incidence des comptes d'écarts réglementaires se rapportant surtout aux niveaux d'eau.

La disponibilité, le taux d'indisponibilité fortuite équivalente et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh pour le secteur Production hydroélectrique réglementée pour 2012 et 2011 se présentent comme suit :

	2012	2011
Disponibilité (%)	91,4	89,7
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente (%)	2,1	1,3
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique réglementée par MWh (\$/MWh)	5,57	5,54

La disponibilité des centrales du secteur Production hydroélectrique réglementée a atteint 91,4 % en 2012 contre 89,7 % en 2011, en raison surtout la baisse du nombre de jours d'interruption planifiée en 2012. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente a augmenté en 2012 par rapport à 2011, surtout en raison de la prolongation d'une interruption planifiée à la centrale Sir Adam Beck 1 visant à réparer un capot de turbine fendu, jumelée à une interruption à la centrale Sir Adam Beck Pump reportée depuis 2011. La disponibilité élevée reflète la solide performance continue des centrales hydroélectriques réglementées.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh pour 2012 se sont élevées à 5,57 \$/MWh, contre 5,54 \$/MWh pour 2011. La légère hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh est principalement attribuable à la baisse de la production.

Production hydroélectrique non réglementée

(en millions de dollars)	2012	2011
Ventes sur le marché au comptant	290	412
Divers	83	80
Total des revenus	373	492
Charges liées au combustible	71	75
Marge brute	302	417
Exploitation, maintenance et administration	236	239
Amortissement	73	75
Impôt foncier et impôt sur le capital	(1)	(2)
(Perte) bénéfice avant autres pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	(6)	105
Autres (revenus) pertes	4	(2)
(Perte) bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(10)	107

La perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur Production hydroélectrique non réglementée s'est établie à 10 millions de dollars pour 2012, ce qui contraste avec un bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices de 107 millions de dollars pour 2011. La diminution des bénéfices est surtout attribuable à la forte baisse du PHEO moyen pondéré et à l'incidence de la baisse des niveaux d'eau sur la production hydroélectrique.

Le PHEO moyen pondéré s'est établi à 2,4 ¢/kWh en 2012, contre 3,1 ¢/kWh en 2011. La baisse des bénéfices en 2012 tient aussi à la comptabilisation d'une perte de 4 millions de dollars en 2012 surtout liée à la mise hors service de divers actifs.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration ont diminué, surtout en raison de la baisse des travaux. Cette diminution a été en grande partie compensée par l'augmentation des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite du fait de l'utilisation de taux d'actualisation moins élevés pour 2012.

La disponibilité, le taux d'indisponibilité fortuite équivalente et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée pour 2012 et 2011 se présentent comme suit :

	2012	2011
Disponibilité (%)	91,1	91,5
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente (%)	2,0	1,6
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique non réglementée par MWh (\$/MWh)	19,26	18,14

La disponibilité des centrales du secteur Production hydroélectrique non réglementée a atteint 91,1 % en 2012 contre 91,5 % en 2011. La baisse de disponibilité et la hausse du taux d'indisponibilité fortuite équivalente en 2012 comparativement à 2011 s'expliquent essentiellement par la hausse des interruptions fortuites en 2012. La disponibilité élevée reflète la solide performance continue des centrales hydroélectriques non réglementées.

La hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh pour 2012 est principalement attribuable à la baisse de la production en 2012.

Production thermique non réglementée

(en millions de dollars)	2012	2011 (ajustés)
Ventes sur le marché au comptant	104	123
Entente de soutien d'urgence	284	363
Divers	123	122
Total des revenus	511	608
Charges liées au combustible	162	175
Marge brute	349	433
Exploitation, maintenance et administration	361	419
Amortissement	59	88
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	13	9
Impôt foncier et impôt sur le capital	16	15
Restructuration	3	21
Perte avant autres pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	(103)	(119)
Autres pertes	9	83
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(112)	(202)

Pour 2012, la perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur Production thermique non réglementée s'est établie à 112 millions de dollars, contre 202 millions de dollars pour 2011. Cette amélioration s'explique principalement par la comptabilisation en 2011 d'une perte de 81 millions de dollars par suite de l'augmentation de l'estimation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. En septembre 2011, OPG a procédé à une révision des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour la plupart de ses centrales thermiques, qui a entraîné la comptabilisation selon les PCGR des États-Unis d'une perte de 81 millions de dollars pour le secteur Production thermique, et d'un bénéfice de 15 millions de dollars pour le secteur Divers. La révision de 2011 de l'estimation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est présentée à la rubrique *Modifications de méthodes et d'estimations comptables*.

La marge brute a diminué de 84 millions de dollars en 2012 par rapport à 2011, surtout en raison de la diminution des revenus tirés de l'entente de soutien d'urgence et de la baisse des prix de vente de l'électricité, en partie compensées par la diminution des coûts du combustible et des charges liées au combustible. La diminution des revenus tirés de l'entente de soutien d'urgence reflète la diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et de la dotation aux amortissements attribuable à la fermeture de deux unités à la centrale Nanticoke en décembre 2011, et la diminution des charges liées au combustible attribuable aux ajustements du stock de charbon.

La diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 58 millions de dollars en 2012 par rapport à celles de 2011 est surtout attribuable aux mesures de réduction des coûts, y compris la compression de l'effectif, et à la diminution de l'ampleur des travaux par suite d'une modification des profils d'exploitation et de la fermeture d'unités à la centrale Nanticoke en 2011. La diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration a entraîné une diminution des produits tirés de l'entente de soutien d'urgence.

Les frais de restructuration ont diminué en 2012 par rapport à 2011, surtout en raison de la comptabilisation en 2011 d'indemnités de départ de 21 millions de dollars versées du fait de la fermeture de deux unités à la centrale Nanticoke au cours de cet exercice.

La diminution de la dotation aux amortissements en 2012 par rapport à 2011 tient principalement à la comptabilisation en 2011 d'une charge d'amortissement accéléré relative aux fermetures d'unités à la centrale Nanticoke.

En 2012, OPG a comptabilisé une perte de 9 millions de dollars au titre de la radiation des coûts engagés à ce jour dans le cadre du projet de conversion de la centrale Thunder Bay.

Le taux de garantie d'activation, le taux d'indisponibilité fortuite équivalente et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh pour le secteur Production thermique non réglementée pour 2012 et 2011 se présentent comme suit :

	2012	2011
Taux de garantie d'activation (%)	97,5	94,7 ¹
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente (%)	9,4	9,2
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production thermique non réglementée par MW (en milliers de dollars/MW)	66,3	67,1

¹ Estimation.

Le taux de garantie d'activation s'est établi à 97,5 % en 2012, en regard de 94,7 % en 2011. Ce taux reflète la capacité des centrales thermiques à répondre en temps opportun aux exigences du marché.

La baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MW en 2012 sur celles de 2011 fait suite à la baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration attribuable à la réduction de l'effectif et des programmes de travail, en partie compensée par la réduction de la capacité de production thermique due à la fermeture en 2011 d'unités à la centrale Nanticoke.

Divers

	2012	2011 (ajustés)
(en millions de dollars)		
Revenus	60	72
Exploitation, maintenance et administration	7	4
Amortissement	19	20
Impôt foncier et impôt sur le capital	7	11
Bénéfice avant autres revenus, intérêts et impôts sur les bénéfices	27	37
Autres revenus	(26)	(55)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	53	92

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices pour 2012 s'est établi à 53 millions de dollars alors qu'il avait été de 92 millions de dollars pour 2011. Cette diminution résulte surtout de la comptabilisation d'autres revenus de 15 millions de dollars en 2011 par suite de la révision de l'estimation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de la centrale thermique déclassée R.L. Hearn. En outre, le bénéfice a diminué en raison de la baisse des revenus de négociation, montant net, et de la diminution en 2012 du rendement tiré des coentreprises d'OPG par rapport à 2011.

La révision de 2011 de l'estimation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est présentée à la rubrique *Modifications de méthodes et d'estimations comptables*.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs de production comprennent des honoraires de services intersectoriels qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles et de certains actifs incorporels du secteur Divers. Le total des honoraires de services est porté en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de ce secteur. Les honoraires de services compris dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par secteur en 2012 et 2011 sont comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2012	2011
Production nucléaire réglementée	23	22
Production hydroélectrique réglementée	2	2
Production hydroélectrique non réglementée	3	4
Production thermique non réglementée	6	7
Divers	(34)	(35)

Les achats et les ventes interconnectés (y compris les livraisons du physique sous-jacent) et les gains et les pertes latents évalués à la valeur de marché sur les contrats de négociation d'énergie sont présentés au montant net dans les résultats du secteur Divers, dans les états des résultats consolidés. En 2012, s'ils avaient été présentés au montant brut, les revenus et les achats d'électricité auraient augmenté de 61 millions de dollars (69 millions de dollars en 2011).

Outre le dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce, reflété dans le secteur Production nucléaire réglementée, les variations de la juste valeur des instruments dérivés non admissibles à la comptabilité de couverture sont constatées dans les revenus du secteur Divers. La juste valeur de ces instruments dérivés est présentée aux bilans consolidés dans les actifs ou les passifs. Les notionnels et la valeur comptable des instruments dérivés sont présentés respectivement aux notes 11 et 12 des états financiers consolidés audités aux 31 décembre 2012 et 2011 et pour les exercices clos à ces dates.

Intérêts débiteurs, montant net

Les intérêts débiteurs, montant net, pour 2012 ont diminué de 37 millions de dollars pour s'établir à 117 millions de dollars, comparativement à 154 millions de dollars pour 2011. La diminution est surtout attribuable au montant plus élevé d'intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels.

Impôts sur les bénéfices

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts de tous ses secteurs d'activité. La Société comptabilise aussi un actif ou un passif réglementaire correspondant pour les impôts reportés qui devraient être recouverts ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG.

La charge d'impôts pour 2012 s'est établie à 67 millions de dollars et contraste avec un recouvrement d'impôts de 27 millions de dollars pour 2011. L'augmentation de la charge d'impôts de 2012 est principalement attribuable à une réduction des passifs d'impôts en 2011 relativement à la résolution d'un certain nombre d'incertitudes fiscales pour certaines années d'imposition antérieures, et la comptabilisation en 2011 de crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental admissibles relatifs à des années d'imposition antérieures.

Rendement des capitaux propres

Le RCP est un indicateur du rendement d'OPG qui est conforme à ses objectifs d'exercer ses activités en visant le maintien de sa viabilité financière et de préserver la valeur revenant à son actionnaire. Il est mesuré sur une période de douze mois.

Le RCP pour 2012 a été de 4,2 % comparativement à 4,0 % pour 2011. L'augmentation pour 2012 tient à la hausse du bénéfice net, en partie contrebalancée par l'augmentation des capitaux propres moyens, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu. Le RCP d'OPG témoigne des bénéfices peu élevés qui sont surtout attribuables aux faibles prix du marché au comptant de l'électricité, aux tarifs réglementés moins élevés que ceux qui avaient été demandés au départ et à la composante capitaux propres relativement élevée de la structure du capital.

Le RCP n'est pas une mesure conforme aux PCGR des États-Unis et ne devrait pas être considéré à titre de substitut au bénéfice net, aux flux de trésorerie d'exploitation, ou à toute autre mesure de rendement conforme aux PCGR des États-Unis. Le RCP est défini à la rubrique *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les principales sources de liquidités et de capital d'OPG sont les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, le financement bancaire et les facilités de crédit fournies par la SFIEO, ainsi que le financement sur les marchés financiers. Ces sources sont utilisées à de nombreuses fins, notamment l'investissement dans les centrales et les technologies; l'acquittement des obligations de financement, y compris les cotisations aux caisses de retraite et aux Fonds nucléaires; et le service et le remboursement de la dette à long terme.

Les variations de la trésorerie et des équivalents de trésorerie pour 2012 et 2011 sont comme suit :

	2012	2011 (ajustés)
<i>(en millions de dollars)</i>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	630	269
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	876	1 179
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(1 403)	(1 138)
Flux de trésorerie provenant des activités de financement	310	320
(Diminution) augmentation nette	(217)	361
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	413	630

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 876 millions de dollars en 2012, contre 1 179 millions de dollars en 2011. Cette diminution s'explique principalement par la diminution de la production du secteur Production hydroélectrique non réglementée, une augmentation des cotisations aux régimes de retraite et une diminution des revenus des ventes tirés de la vente d'isotopes et de services techniques fournis à des tiers. La diminution des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation a en partie été compensée par une diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et une diminution des cotisations aux Fonds nucléaires.

Activités d'investissement

La production d'électricité est un secteur d'activité hautement capitalistique, qui exige des investissements continus dans les centrales et les technologies pour améliorer l'efficacité de l'exploitation, augmenter la capacité de production des centrales existantes, investir dans de nouvelles centrales et maintenir et améliorer le service, la fiabilité, la sécurité et le rendement sur le plan de l'environnement.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 1 403 millions de dollars en 2012, par rapport à 1 138 millions de dollars en 2011. La hausse tient surtout à un accroissement des dépenses liées au projet de remise en état de la centrale Darlington, au projet Lower Mattagami et au projet de conversion à la biomasse de la centrale Atikokan, compensé en partie par une diminution des dépenses en immobilisations faites pour le projet du tunnel de Niagara.

Pour 2013, OPG prévoit des dépenses en immobilisations d'environ 1,7 milliard de dollars, dont une partie sera affectée aux projets de développement de la capacité hydroélectrique et aux projets de remise en état des centrales nucléaires.

Activités de financement

OPG peut emprunter sur une facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches pluriannuelles de 500 millions de dollars. En mai 2012, OPG a renouvelé et prolongé les deux tranches jusqu'au 20 mai 2017. Le total de la facilité de crédit continuera d'être principalement affecté au soutien des billets émis dans le cadre du programme de papier commercial d'OPG. Au 31 décembre 2012, aucun papier commercial n'était en cours dans le cadre de ce programme, et OPG n'avait pas d'emprunts en cours sur sa facilité de crédit bancaire.

Au 31 décembre 2012, OPG pouvait aussi emprunter sur des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars et sur des facilités de crédit non confirmées à court terme de 395 millions de dollars, qui soutiennent l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit aux fins du soutien des régimes de retraite complémentaires et à d'autres fins. Au 31 décembre 2012, des lettres de crédit d'un total de 350 millions de dollars étaient émises, et comprenaient 329 millions de dollars soutenant les régimes de retraite complémentaires, y compris les lettres de crédit de 55 millions de dollars dont il est question ci-dessous, 20 millions de dollars servant aux fins générales du siège social et 1 million de dollars se rapportant à l'exploitation de la centrale PEC.

La Société a signé une convention visant la cession à une fiducie indépendante d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures, pouvant représenter 250 millions de dollars. Au quatrième trimestre de 2012, la Société a renégocié la convention pour y inclure l'émission de lettres de crédit et a reporté la date d'expiration de la convention du 31 août 2013 au 30 novembre 2014. Au 31 décembre 2012, il y avait en cours des lettres de crédit de 55 millions de dollars aux termes de cette convention qui avaient été émises pour soutenir les régimes de retraite complémentaires d'OPG. Au 31 décembre 2011, la dette à court terme comprenait un montant de 50 millions de dollars en cours dans le cadre de cette convention.

OPG peut aussi emprunter sur la facilité de crédit du projet du tunnel de Niagara jusqu'à un montant maximal de 1,6 milliard de dollars. Au 31 décembre 2012, les emprunts sur la facilité totalisaient 1 025 millions de dollars, dont 150 millions de dollars de nouveaux emprunts en 2012.

Lower Mattagami Energy Limited Partnership (« LME ») peut emprunter sur une facilité de crédit bancaire de 700 millions de dollars pour soutenir la première phase de construction du projet de la rivière Lower Mattagami et le programme de papier commercial. En août 2012, la facilité de crédit a été partagée en deux tranches. La première tranche de 400 millions de dollars arrive à échéance le 17 août 2017 et la seconde tranche, de 300 millions de dollars, le 17 août 2015. Au 31 décembre 2012, aucun papier commercial n'était en cours aux termes de ce programme. En 2011, OPG a conclu une facilité de crédit de 700 millions de dollars avec la SFIEO à l'appui du projet de la rivière Lower Mattagami. Au 31 décembre 2012, aucun montant n'était tiré sur cette facilité de crédit. En

avril 2012, LME a émis des billets de premier rang totalisant 225 millions de dollars qui viennent à échéance en 2052. Le taux d'intérêt effectif et le taux d'intérêt nominal de ces billets se chiffraient respectivement à 4,3 % et à 4,2 %. En octobre 2012, des billets de premier rang totalisant 200 millions de dollars ont été émis par LME. Le taux d'intérêt effectif et le taux d'intérêt nominal de ces billets venant à échéance le 23 octobre 2017 se chiffraient respectivement à 2,3 % et à 2,2 %. En février 2013, LME a émis des billets de premier rang totalisant 275 millions de dollars venant à échéance en 2046. Le taux d'intérêt effectif et le taux d'intérêt nominal de ces billets se chiffraient respectivement à 4,3 % et à 4,2 %.

Au 31 décembre 2012, la dette à long terme d'OPG s'établissait à 5 114 millions de dollars. En avril 2012, OPG a conclu, avec la SFIEO, une entente qui met à sa disposition une facilité de crédit de refinancement de 400 millions de dollars. OPG a refinancé 200 millions de dollars de billets à l'aide d'emprunts sur cette facilité de crédit au deuxième trimestre de 2012. La facilité de crédit est arrivée à échéance au deuxième trimestre de 2012.

Cotisations aux régimes de retraite futures

En décembre 2012, OPG a présenté une demande d'assouplissement temporaire à l'égard de son déficit de capitalisation au gouvernement dans le cadre d'un projet annoncé récemment à l'intention des institutions du secteur public en général. Compte tenu du ralentissement économique et des taux d'intérêt peu élevés, bon nombre d'institutions des secteurs public et privé ont déjà présenté une demande d'assouplissement semblable, ou songent à le faire.

Si l'assouplissement demandé par OPG est accordé, et si la Société constate qu'elle est en situation de déficit de capitalisation au moment de sa prochaine évaluation actuarielle, qui devrait être en date du 1^{er} janvier 2014 au plus tard, elle disposerait de flexibilité pour prolonger la période de financement du déficit de capitalisation.

Couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation

La couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation est un indicateur de la capacité d'OPG à respecter ses obligations en matière d'intérêts à l'aide de ses flux de trésorerie d'exploitation. La couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation s'est établie à 2,3 fois pour 2012 et à 3,1 fois pour 2011. Cette diminution est surtout attribuable à la diminution des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

La couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation n'est pas une mesure conforme aux PCGR des États-Unis et ne devrait pas être considérée à titre de substitut au bénéfice net, aux flux de trésorerie d'exploitation, ou à toute autre mesure de rendement conforme aux PCGR des États-Unis. OPG est d'avis que cette mesure financière non conforme aux PCGR est un indicateur efficace de son rendement et est conforme à sa stratégie d'exercer ses activités en visant le maintien de sa viabilité financière. La définition et le calcul de la couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation sont présentés à la rubrique *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux importants d'OPG au 31 décembre 2012 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2013	2014	2015	2016	2017	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'achat de combustible	196	166	174	122	113	291	1 062
Cotisations en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (« ONFA ») ¹	211	139	143	150	163	2 899	3 705
Remboursement de la dette à long terme	5	5	593	273	1 103	3 135	5 114
Intérêt sur la dette à long terme	240	239	234	220	201	1 679	2 813
Obligations d'achat non conditionnelles	104	98	97	8	-	-	307
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	15	15	16	17	17	78	158
Permis d'exploitation	38	41	41	6	-	-	126
Cotisations aux régimes de retraite ²	300	-	-	-	-	-	300
Divers	31	81	32	33	36	95	308
	1 140	784	1 330	829	1 633	8 177	13 893
Engagements commerciaux importants :							
Tunnel de Niagara	44	-	-	-	-	-	44
Lower Mattagami	477	315	116	-	-	-	908
Atikokan	65	6	-	-	-	-	71
Total	1 726	1 105	1 446	829	1 633	8 177	14 916

¹ Les cotisations effectuées en vertu de l'ONFA reposent sur le calendrier des cotisations prévu dans le plan de référence de 2012 qui a été approuvé en 2012.

² Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les obligations de capitalisation continues et les obligations de capitalisation additionnelles requises pour combler le déficit indiqué par l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG en date du 1^{er} janvier 2011 et par l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé de la SGDN en date du 1^{er} janvier 2012. La prochaine évaluation actuarielle des régimes d'OPG et de la SGDN doit être effectuée au plus tard en date des 1^{er} janvier 2014 et 1^{er} janvier 2013 respectivement. Les cotisations sont tributaires de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes, l'évolution de l'environnement réglementaire des régimes et la date des évaluations actuarielles. Les obligations de capitalisation après 2013 pour le régime de retraite agréé d'OPG sont exclues en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires pour calculer les prévisions d'entrée des flux de trésorerie futurs. Les obligations de capitalisation pour 2013 pour le régime de retraite agréé de la SGDN sont aussi exclues. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre.

NOTATIONS DE CRÉDIT

Le maintien de notes financières de première qualité est essentiel à la liquidité de la Société et à l'accès futur aux marchés financiers. Le coût et la disponibilité du financement sont tributaires des notes attribuées, qui sont une indication de la solidité d'une société, d'un titre ou d'une obligation en particulier. Des notes faibles entraînent habituellement des coûts d'emprunt plus élevés de même qu'un accès réduit aux marchés financiers.

En septembre 2012, Dominion Bond Rating Service a maintenu à A (bas) la note à long terme d'OPG et a attribué une note de R-1 (bas) à son papier commercial, avec une tendance stable. En novembre 2012, Standard & Poor's a maintenu la note à long terme d'OPG à A- et a révisé sa tendance, la faisant passer de stable à négative. En février 2013, Standard & Poor's a maintenu la note à long terme d'OPG à A- avec une tendance négative et a attribué une note de A-1 (bas) à son papier commercial.

FAITS SAILLANTS DU BILAN

La rubrique qui suit présente les faits saillants de la situation financière consolidée audité d'OPG tirés des principales données du bilan :

<i>(en millions de dollars)</i>	2012	2011 <i>(ajustés)</i>	Explication de la variation
Immobilisations corporelles, montant net	15 860	14 633	La hausse s'explique essentiellement par les acquisitions d'immobilisations visant le projet de la rivière Lower Mattagami, la remise en état de la centrale Darlington, le projet du tunnel de Niagara, et une augmentation de l'estimation du passif lié à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires pour refléter les modifications de la durée de vie utile des centrales Pickering et Bruce. Cette hausse a en partie été contrebalancée par l'amortissement pour 2012.
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires <i>(tranche échéant à moins de un an et tranche à long terme)</i>	12 717	11 898	L'augmentation tient surtout au rendement des Fonds nucléaires et aux cotisations au Fonds distinct pour combustible irradié (le « Fonds pour combustible irradié »).
Actifs réglementaires <i>(tranche échéant à moins de un an et tranche à long terme)</i>	6 478	5 017	La hausse tient surtout à la comptabilisation de l'actif réglementaire lié aux obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite par suite de la réévaluation du passif, ainsi qu'aux ajouts au compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, au compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce, au compte de report des passifs nucléaires, dont le détail est présenté ci-dessous, et au compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis. Cette hausse a en partie été contrebalancée par l'amortissement des actifs réglementaires d'après la décision de mars 2011 de la CEO et par une diminution de l'actif réglementaire au titre des impôts reportés.
Dette à long terme <i>(incluant la tranche échéant à moins de un an)</i>	5 114	4 744	La hausse est attribuable à l'émission de 425 millions de dollars de titres d'emprunt pour le projet de la rivière Lower Mattagami et de 350 millions de dollars de titres d'emprunt à des fins générales. Cette hausse a en partie été compensée par un remboursement de la dette à long terme de 405 millions de dollars en 2012.
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	15 522	14 392	Le passif a augmenté compte tenu d'une charge de désactualisation attribuable au passage du temps, et d'une augmentation de l'estimation des passifs nucléaires de 449 millions de dollars pour refléter les changements des durées de vie utile des centrales Pickering et Bruce. L'augmentation a en partie été contrebalancée par les dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires.

(en millions de dollars)	2012	2011 (ajustés)	Explication de la variation
Passifs au titre des régimes de retraite	3 621	2 847	Les passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ont augmenté surtout en raison de la comptabilisation de pertes par suite de la réévaluation des passifs à la fin de 2012 à l'aide de taux d'actualisation moins élevés que ceux utilisés à la fin de 2011.
Avantages complémentaires de retraite	3 076	2 616	

Compte de report des passifs nucléaires

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05 de la Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la CEO a approuvé le compte de report des passifs nucléaires lié aux variations des passifs nucléaires d'OPG. Le compte de report comptabilise l'incidence sur les besoins de revenus des variations des passifs nucléaires qui se rapportent aux centrales nucléaires Pickering et Darlington, attribuable à un plan de référence approuvé, selon les modalités de l'ONFA.

En 2011, l'estimation faite par OPG des passifs nucléaires au 31 décembre 2011 a été mise à jour à la suite du processus de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA. Au cours du quatrième trimestre de 2011, OPG a soumis à la Province le plan de référence final pour 2012-2016 en vertu de l'ONFA pour approbation. En 2012, la Province a approuvé, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, le plan de référence en vertu de l'ONFA de 2012. Par conséquent, OPG a enregistré une hausse de l'actif réglementaire de 206 millions de dollars au titre du compte de report des passifs nucléaires en 2012. L'actif réglementaire représente l'incidence sur les besoins de revenus de la hausse des passifs pour les centrales nucléaires détenues et exploitées par OPG attribuable au plan de référence en vertu de l'ONFA de 2012, qui est approuvé pour la période commençant le 1^{er} janvier 2012. L'augmentation des besoins de revenus tient compte d'une hausse de la dotation aux amortissements attribuable à une augmentation des immobilisations à la fin de 2011 pour refléter une augmentation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations nucléaires. L'augmentation des besoins de revenus tient aussi compte d'une augmentation des coûts variables liés au combustible irradié et aux déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité entraînée par une hausse des taux des coûts variables, la hausse du rendement de la base tarifaire conformément à la méthode approuvée par la CEO et l'incidence fiscale correspondante de ces changements. Les réductions des charges correspondant à l'augmentation de l'actif réglementaire sont présentées à la note 5 des états financiers consolidés audités au 31 décembre 2012 et pour l'exercice clos à cette date. Dans sa demande déposée en septembre 2012 auprès de la CEO, OPG demande le recouvrement du solde de ce compte au 31 décembre 2012.

Ententes hors bilan

Dans le cours normal des affaires, OPG est partie à diverses opérations qui, selon les PCGR des États-Unis, ne sont pas comptabilisées dans les états financiers consolidés de la Société, ou le sont à des montants qui diffèrent des montants contractuels totaux. Les principales activités hors bilan menées par OPG comprennent des garanties qui prévoient une assurance financière ou de bonne exécution fournies à des tiers au nom de certaines filiales, et des contrats à prix fixe à long terme.

Garanties

Dans le cours normal des affaires, OPG et certaines de ses filiales et coentreprises concluent diverses ententes qui fournissent une assurance financière ou de bonne exécution à des tiers au nom de certaines filiales et coentreprises. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements. Se reporter à la note 14 des états financiers consolidés audités d'OPG au 31 décembre 2012 et pour l'exercice clos à cette date.

MÉTHODES ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Les méthodes comptables importantes d'OPG, y compris l'incidence de prises de position comptables futures, sont décrites à la note 3 des états financiers consolidés audités de 2012. Certaines de ces méthodes sont qualifiées de critiques du fait des jugements et des estimations subjectifs et complexes qui sont requis pour certains éléments comportant de l'incertitude qui, dépendant des circonstances et des hypothèses retenues, peuvent être comptabilisés à des montants pouvant être considérablement différents. Les méthodes et les estimations comptables critiques qui ont une incidence sur les états financiers consolidés d'OPG, la probabilité que des montants considérablement différents soient présentés compte tenu de circonstances et d'estimations différentes, et l'incidence des modifications de certaines circonstances ou hypothèses sont décrites ci-après.

Conversion aux PCGR des États-Unis

OPG a achevé son projet de conversion aux PCGR des États-Unis en 2012 et a publié ses premiers états financiers consolidés dressés selon les PCGR des États-Unis au 31 mars 2012 et pour la période de trois mois close à cette date, avec retraitement des chiffres correspondants de la période comparative selon les PCGR des États-Unis. Le bilan transitoire au 1^{er} janvier 2011 a été présenté dans les états financiers consolidés intermédiaires non audités en date du 31 mars 2012. Il est présenté à la note 22 des états financiers consolidés audités au 31 décembre 2012 et pour l'exercice clos à cette date.

Le projet comprenait trois phases, soit le diagnostic, l'élaboration et la mise en œuvre.

Phase de diagnostic

Cette phase s'est terminée au quatrième trimestre de 2011. Elle comprenait un examen des principales différences entre les principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR du Canada »), tels qu'ils sont établis dans la partie V du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés – Comptabilité*, et les PCGR des États-Unis, de même que des principales méthodes de comptabilité et de présentation de l'information financière suivies par OPG. OPG a déterminé les domaines les plus touchés, notamment les avantages sociaux, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, les coentreprises, ainsi que l'incidence connexe sur les actifs et passifs réglementaires et les impôts sur les bénéfices.

Phases d'élaboration et de mise en œuvre

La phase d'élaboration s'est achevée en 2012 et comprenait une analyse détaillée des principaux domaines touchés, la résolution de questions et la préparation d'un modèle d'états financiers. Les activités de la phase d'élaboration comprenaient l'évaluation des choix de méthodes comptables, la recherche et l'élaboration de solutions afin de traiter les différences relevées au cours de la phase de diagnostic, et l'identification des modifications devant être apportées aux méthodes et pratiques comptables, aux processus opérationnels, aux systèmes de technologie de l'information et aux contrôles internes.

Au cours de la phase de mise en œuvre de son plan de conversion aux PCGR des États-Unis, OPG a intégré les modifications nécessaires aux conventions et pratiques comptables, aux processus opérationnels, aux systèmes de technologie de l'information, aux états financiers, à la formation et aux contrôles internes touchés.

Se reporter à la note 22 des états financiers consolidés audités d'OPG au 31 décembre 2012 et pour l'exercice clos à cette date, qui contient une description des ajustements de transition. Les ajustements de transition comprennent les incidences se rapportant à ce qui suit : les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, par suite de la comptabilisation de la situation de capitalisation des régimes à prestations déterminées, y compris la comptabilisation de l'ensemble des gains et des pertes actuariels et des coûts des services passés liés aux prestations d'invalidité prolongée à l'état des résultats; et l'utilisation de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour la participation d'OPG dans les coentreprises PEC et Brighton Beach.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et le *Règlement de l'Ontario 53/05* font en sorte qu'OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par les installations visées. Depuis le 1^{er} avril 2008, les tarifs réglementés d'OPG pour ces installations réglementées sont établis par la CEO.

La CEO est une société d'État autofinancée. Son mandat et son autorité lui sont conférés par la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi de 1998 sur l'électricité* et un bon nombre d'autres lois provinciales. La CEO est un tribunal indépendant quasi judiciaire qui rend des comptes à l'organe législatif de la Province par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie. Elle réglemente les intervenants du marché dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité de la Province et exerce ses fonctions de réglementation au moyen d'audiences publiques et d'autres instances moins officielles comme des consultations.

Les PCGR des États-Unis reconnaissent que la réglementation des tarifs peut donner lieu à des avantages et à des obligations économiques dont le recouvrement auprès des consommateurs ou le remboursement à ces derniers sont exigés. Lorsque la Société détermine avoir une assurance suffisante que les coûts engagés seront recouverts dans l'avenir, ces coûts peuvent être reportés et comptabilisés comme un actif réglementaire. Lorsque la Société doit rembourser des sommes aux consommateurs dans l'avenir, y compris des sommes liées à des coûts qui n'ont pas été engagés et dont la CEO a prévu le recouvrement au moyen des tarifs réglementés courants, la Société comptabilise un passif réglementaire.

Certains des actifs et passifs réglementaires comptabilisés par la Société ont trait à des comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO, y compris ceux autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Les comptes d'écarts comptabilisent les écarts entre les coûts et les revenus réels par rapport aux montants prévus correspondants qui ont été approuvés au moment de l'établissement des tarifs réglementés. L'évaluation des actifs et des passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation du *Règlement de l'Ontario 53/05* et des décisions de la CEO. Les estimations et les hypothèses posées relativement à l'interprétation du règlement et des décisions de la CEO sont examinées dans le cadre du processus réglementaire de la CEO.

Les soldes d'actifs et de passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report dont l'inclusion dans les tarifs réglementés est approuvée par la CEO sont amortis sur les périodes de recouvrement approuvées. Les soldes rejetés, y compris les intérêts connexes, sont imputés aux résultats au cours de la période où la décision de la CEO est rendue. Des intérêts sont appliqués aux soldes réglementaires selon les taux prescrits par la CEO afin de comptabiliser les frais de financement qui devront être recouverts auprès des consommateurs ou remboursés à ces derniers.

Les soldes d'actifs et de passifs réglementaires approuvés par la CEO sont classés dans les actifs à court terme ou les passifs à court terme si leur recouvrement auprès des consommateurs ou leur remboursement à ces derniers est prévu avoir lieu dans les douze mois suivant la fin de la période de présentation de l'information financière, en fonction des périodes de recouvrement établies par la CEO. Tous les autres soldes d'actifs et de passifs réglementaires sont classés comme actifs ou passifs à long terme dans les bilans consolidés.

Se reporter aux notes 3, 5, 8, 9 et 10 des états financiers consolidés audités de 2012 d'OPG pour des renseignements additionnels sur les décisions de la CEO, les actifs et passifs réglementaires et la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

Impôts sur les bénéfices et crédits d'impôt à l'investissement

OPG est exonérée de l'impôt en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Toutefois, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser à la SFIEO des paiements en remplacement de l'impôt sur les bénéfices des sociétés. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario) dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur*

l'électricité et les règlements connexes. OPG verse donc des impôts d'un montant semblable au montant qu'elle devrait verser en vertu des lois fiscales fédérale et provinciale.

Les activités d'OPG sont complexes, et le calcul de la charge fiscale nécessite l'interprétation des divers lois et règlements relatifs à l'impôt. OPG a pris certaines positions à l'égard du calcul de sa charge fiscale. Ces positions en matière de déclaration de revenus pourraient être contestées par suite d'un contrôle fiscal, et certaines pourraient même être refusées, ce qui pourrait donner lieu à une modification importante de la charge fiscale d'OPG en cas de nouvelle cotisation.

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Selon la méthode axée sur le bilan, les actifs et les passifs d'impôts reportés sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs, et sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur et selon les lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts temporaires devraient se résorber ou se régler. L'incidence d'une modification du taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts reportés est imputée aux résultats dans la période où la modification est en vigueur.

Si la direction établit qu'il est plus probable qu'improbable qu'une partie ou la totalité de l'actif d'impôts reportés ne pourra être réalisée, une provision pour moins-value est comptabilisée pour ramener le solde au montant qui devrait se réaliser.

OPG constate les impôts reportés associés à ses activités à tarifs réglementés et comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire au titre des impôts reportés qui devraient être récupérés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle.

Les économies d'impôts liées aux positions fiscales prises, ou devant être prises, dans une déclaration de revenus et les crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisés seulement lorsque le seuil « plus probable qu'improbable » est atteint. Les économies d'impôts et les crédits d'impôt à l'investissement sont mesurés en fonction du montant le plus élevé dont la probabilité qu'il soit réalisé lors du règlement est supérieure à 50 %.

Les crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisés en réduction de la charge d'impôts. OPG classe les intérêts et les pénalités liés aux économies d'impôts non constatées comme charge d'impôts.

Des actifs d'impôts reportés de 5 914 millions de dollars (5 255 millions de dollars en 2011) ont été comptabilisés au bilan consolidé au 31 décembre 2012. La Société est d'avis que le bénéfice imposable futur et les gains en capital seront suffisants pour permettre l'utilisation de ces déductions et reports prospectifs.

Des passifs d'impôts reportés de 6 409 millions de dollars (5 714 millions de dollars en 2011) ont été comptabilisés au bilan consolidé au 31 décembre 2012.

Immobilisations corporelles, actifs incorporels et amortissement

Les immobilisations corporelles et les actifs incorporels sont comptabilisés au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction et l'aménagement sont capitalisés dans le coût de l'immobilisation en fonction du taux d'intérêt sur la dette à long terme d'OPG. Les dépenses associées au remplacement des principales composantes sont capitalisées.

Les taux d'amortissement utilisés pour les différentes catégories d'immobilisations sont fondés sur la durée de vie utile estimative des immobilisations. Les coûts d'enlèvement des immobilisations qui n'ont pas fait l'objet d'une provision spécifique au cours de la période considérée ou des périodes antérieures sont imputés aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les frais de réparation et de maintenance sont également imputés aux résultats au moment où ils sont engagés.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs et l'équipement de transport et de travail qui, pour la plupart, sont amortis selon la méthode de l'amortissement dégressif. Les actifs incorporels, qui sont constitués des principaux logiciels d'application, sont amortis selon la méthode linéaire.

Les estimations comptables ayant trait à la dépréciation d'actifs font largement appel au jugement de la direction pour évaluer la durée de vie utile appropriée des immobilisations corporelles et des actifs incorporels d'OPG, y compris la prise en compte de divers facteurs technologiques et autres.

Dépréciation des actifs à long terme

Les immobilisations corporelles sont soumises à un test de dépréciation chaque fois que des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable d'un actif pourrait ne pas être recouvrable. Le test se fonde sur la présence d'indications de dépréciation comme l'avantage économique futur des actifs et les conditions externes du marché. La valeur comptable nette des actifs est considérée être dépréciée si elle excède la somme des flux de trésorerie estimatifs non actualisés qui devraient être tirés de l'utilisation des actifs et de leur cession éventuelle. Si la somme des flux de trésorerie futurs prévus non actualisés est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur. La juste valeur est établie à partir des flux de trésorerie actualisés prévus si les cours du marché ne sont pas disponibles. La dépréciation est comptabilisée en résultats dans la période où elle est établie.

Diverses hypothèses et estimations comptables doivent être faites pour établir si une perte de valeur devrait être constatée et, si c'est le cas, pour en établir la valeur. Cela comprend des facteurs comme les prévisions à court et à long terme du prix du marché de l'électricité dans l'avenir, l'offre et la demande d'électricité, les dates de mise en service des nouvelles centrales, l'inflation, les prix du combustible, les dépenses en capital et la durée de vie utile des centrales. Les flux de trésorerie nets futurs qu'OPG prévoit réaliser sur ses immobilisations pourraient être très différents des valeurs comptables nettes inscrites dans les états financiers consolidés d'OPG.

La valeur comptable des placements comptabilisés à la valeur de consolidation est soumise à un test pour détecter la présence de toute indication de dépréciation. S'il y a eu dépréciation et que celle-ci est durable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur du placement.

Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Fonds de déclassement

Le Fonds de déclassement a été établi pour financer les coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité à long terme ainsi qu'une tranche des frais de stockage du combustible irradié après la durée de vie de la centrale. À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement, défini comme l'écart positif entre la juste valeur de marché des actifs du Fonds de déclassement et les coûts d'achèvement estimatifs d'après le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Lorsque le Fonds de déclassement est surcapitalisé, OPG limite le bénéfice qu'elle constate dans ses états financiers consolidés en constatant un montant à payer à la Province, de sorte que le solde du Fonds de déclassement soit égal au coût estimatif du passif selon le plus récent plan de référence approuvé. Le montant à payer à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds de déclassement est en deçà de la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif estimatif de déclassement plus élevé. Si le Fonds de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du Fonds selon la valeur de marché des actifs.

Fonds pour combustible irradié

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG que le rendement annuel du Fonds pour combustible irradié sera de 3,25 % plus la variation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario (« IPC ») relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié (le « rendement garanti »). OPG comptabilise le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et l'inclut dans ses résultats à titre de rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. La différence entre le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et le rendement réel du marché, selon la juste valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié, qui comprend les rendements réalisés et latents, est comptabilisée en tant que montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci. Le montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci représente le montant qu'OPG paierait à la Province ou recevrait de la Province si le rendement garanti devait être réglé à la date du bilan.

Dans le cadre de ses cotisations régulières au Fonds pour combustible irradié, OPG a été tenue d'affecter 94 millions de dollars de sa cotisation pour 2012 à son passif lié aux grappes de combustible futures dépassant le seuil de 2,23 millions (133 millions de dollars en 2011). Comme le prescrit l'ONFA, les cotisations d'OPG pour les grappes de combustible additionnelles ne sont pas assujetties au taux de rendement garanti de la Province, mais suivent plutôt un rendement fondé sur les variations de la valeur de marché des actifs du Fonds pour combustible irradié.

Comme l'exigent les modalités de l'ONFA, la Province fournit une garantie provinciale à la CCSN depuis 2003, pour le compte d'OPG. En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), OPG doit s'assurer qu'il y aura suffisamment de fonds disponibles pour régler les passifs courants liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. La garantie provinciale comble tout manque à gagner entre les passifs à long terme et la valeur de marché actuelle du Fonds pour combustible irradié et du Fonds de déclassement, jusqu'à concurrence de la valeur de la garantie provinciale. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % de la garantie provinciale.

La garantie provinciale de 1 545 millions de dollars était en vigueur jusqu'à la fin de 2012. En janvier 2012, OPG a payé une commission de garantie de 8 millions de dollars sur la garantie provinciale de 1 545 millions de dollars pour la période du 1^{er} janvier 2012 au 31 décembre 2012. En décembre 2012, la CCSN a approuvé la proposition d'OPG quant à la garantie financière demandée par la CCSN pour la période de 2013 à 2017, ce qui s'est traduit par une garantie provinciale de 1 551 millions de dollars pour cette période.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Le calcul des coûts et des obligations d'OPG liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite dépend des méthodes comptables et des hypothèses retenues pour calculer les montants.

Méthode comptable

Les avantages complémentaires de retraite offerts par OPG se composent d'un régime de retraite agréé contributif à prestations déterminées, d'un régime de retraite complémentaire à prestations déterminées et d'autres avantages complémentaires de retraite, qui comprennent une assurance-vie collective et une assurance de soins de santé, ainsi qu'une assurance en cas d'invalidité prolongée. Des avantages complémentaires de retraite sont aussi offerts par la SGDN. L'information sur les programmes d'avantages complémentaires de retraite de la Société est présentée sur une base consolidée.

OPG constate ses obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite conformément aux PCGR des États-Unis. Les obligations au titre des coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont établies selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services. L'obligation au titre des prestations d'invalidité prolongée est calculée au moyen de la méthode de répartition des prestations selon une capitalisation à l'échéance. Les obligations au titre des prestations constituées et des avantages complémentaires de retraite dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les ajustements

provenant de modifications des régimes, les modifications des hypothèses, les gains ou les pertes actuariels, le niveau des salaires, l'inflation et la hausse des prix. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite sont déterminés chaque année par des actuaires indépendants, à partir des meilleures hypothèses de la direction.

Les actifs de la caisse de retraite se composent de titres de capitaux propres et de titres d'emprunt de gouvernements et de sociétés, de placements dans des biens immobiliers et des infrastructures et d'autres placements. Ces actifs sont gérés par des gestionnaires de portefeuille professionnels. La caisse de retraite n'investit pas dans les titres de capitaux propres ou les titres d'emprunt émis par OPG. Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à des valeurs liées au marché afin d'établir l'amortissement des gains ou des pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. Une valeur liée au marché tient compte des gains et des pertes découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.

Les coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprennent les coûts des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, les ajustements liés aux modifications des régimes et les ajustements liés aux gains et aux pertes actuariels, qui découlent de modifications des hypothèses, et les gains et pertes actuariels. Les coûts des prestations au titre des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par le régime jusqu'à la pleine admissibilité. Les coûts des prestations au titre des services passés résultant des modifications à l'assurance en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, l'excédent du gain net cumulatif non amorti (ou de la perte nette cumulative non amortie) sur 10 % de l'obligation au titre des prestations ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes de retraite (le « corridor »), selon le plus élevé des deux montants, est amorti sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés, étant donné qu'OPG prévoit réaliser les avantages économiques connexes au cours de cette période. Les gains ou les pertes actuariels liés à l'assurance en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés.

OPG présente au bilan la situation de capitalisation de ses régimes à prestations déterminées. La situation de capitalisation est évaluée comme la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et de l'obligation au titre des prestations pour chaque régime.

Les gains ou les pertes actuariels et les coûts des services passés ou les crédits qui surviennent au cours de l'exercice qui ne sont pas comptabilisés immédiatement à titre de composantes du coût relatif aux prestations sont comptabilisés comme des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices. Ces montants non amortis dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont par la suite reclassés et comptabilisés comme coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, tel qu'il est mentionné plus haut.

Au 31 décembre 2012, la perte actuarielle nette non amortie et les coûts non amortis des services passés pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite totalisaient 5 593 millions de dollars (4 523 millions de dollars en 2011). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2012 et 2011 s'établissaient comme suit :

	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
<i>(en millions de dollars)</i>						<i>(ajustés)</i>
Perte actuarielle nette non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	91	714	-	-	-	-
Perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	1 367	1 220	30	26	288	242
Perte actuarielle nette amortissable	3 079	1 847	72	51	662	410
Perte actuarielle nette non amortie	4 537	3 781	102	77	950	652
Coûts des services passés non amortis	-	-	-	-	4	13

OPG comptabilise un actif réglementaire compensatoire pour la partie des ajustements au cumul des autres éléments du résultat étendu qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés afin de tenir compte du recouvrement prévu de ces montants dans les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Pour la partie recouvrable qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés, OPG comptabilise une variation correspondante de l'actif réglementaire pour refléter le montant des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu et pour refléter le reclassement du cumul des autres éléments du résultat étendu dans le coût des prestations au cours de la période.

Lorsque la constatation d'une mutation d'employés et du transfert des avantages sociaux connexes se traduit par une compression de régime et par un règlement des obligations, la compression est comptabilisée avant le règlement. On désigne par « compression » la perte du droit par les employés de constituer des prestations futures dans le cadre du régime. On entend par « règlement » l'annulation d'une obligation dans le cadre du régime.

Hypothèses comptables

Les hypothèses sont des intrants importants des modèles actuariels qui évaluent les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Deux principales hypothèses, soit le taux d'actualisation et l'inflation, constituent des éléments importants dans le calcul du coût et des obligations relatifs aux prestations. En outre, le taux de rendement prévu des actifs des régimes est une hypothèse importante dans l'établissement des coûts des régimes de retraite agréés. Ces hypothèses, de même que d'autres hypothèses touchant des facteurs démographiques comme l'âge à la retraite, le taux de mortalité et le taux de roulement du personnel, sont réévaluées régulièrement par la direction de concert avec des actuaires indépendants. Au cours du processus d'évaluation, les hypothèses sont mises à jour pour refléter l'historique et les prévisions. Les résultats réels pour tout exercice différeront souvent des hypothèses actuarielles en raison de facteurs économiques et autres. Selon les PCGR des États-Unis, l'incidence de ces réévaluations et de ces écarts sur les obligations au titre des prestations respectives est cumulée et amortie sur les périodes futures pour les prestations de retraite et les avantages complémentaires de retraite, et l'incidence de ces réévaluations et de ces écarts est immédiatement comptabilisée comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés pour les prestations d'invalidité prolongée.

Les taux d'actualisation, qui sont représentatifs du rendement d'obligations de sociétés notées AA, sont utilisés pour calculer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus à la date d'évaluation afin d'établir les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes d'avantages sociaux de la Société. Un taux d'actualisation moins élevé se traduit par une augmentation des obligations au titre des prestations et des coûts des avantages. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes est fondé sur la répartition actuelle et prévue des actifs, de même que sur le rendement prévu en tenant compte des risques et rendements historiques à long terme de chaque catégorie d'actifs qui compose le portefeuille des régimes. Un taux de rendement moins élevé des actifs des régimes fait augmenter les coûts des régimes de retraite.

Le taux d'actualisation moyen pondéré utilisé pour calculer l'obligation au titre des prestations projetées a considérablement diminué, passant de 5,1 % au 31 décembre 2011 à 4,3 % au 31 décembre 2012. Le déficit des régimes de retraite agréés a augmenté, passant de 2 593 millions de dollars au 31 décembre 2011 à 3 332 millions de dollars au 31 décembre 2012, en raison surtout de la baisse du taux d'actualisation.

Le taux d'actualisation moyen pondéré utilisé pour calculer l'obligation au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite projetées a considérablement diminué, passant de 5,1 % au 31 décembre 2011 à 4,3 % au 31 décembre 2012. L'obligation au titre des prestations projetées a augmenté, passant de 2 708 millions de dollars au 31 décembre 2011 à 3 174 millions de dollars au 31 décembre 2012, du fait surtout de la baisse du taux d'actualisation.

Un changement dans ces hypothèses, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, se traduirait par une augmentation (diminution) des coûts de 2012 :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés ¹	Régimes de retraite complémentaires ¹	Avantages complémentaires de retraite ¹
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(26)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	26	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(51)	(1)	(12)
Diminution de 0,25 %	54	1	13
Inflation			
Augmentation de 0,25 %	91	2	-
Diminution de 0,25 %	(85)	(1)	-
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	24	4	-
Diminution de 0,25 %	(23)	(3)	-
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	81
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(61)

s. o. – changement d'hypothèse sans objet

¹ Excluant l'incidence du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et du compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Au 31 décembre 2012, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'OPG s'établissaient à 15 522 millions de dollars (14 392 millions de dollars en 2011). Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'OPG comprennent les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires. Elles se composent des coûts prévus à engager jusqu'à la date de fin des activités et de fermeture des

centrales nucléaires et thermiques et d'autres installations, et par la suite. Les passifs liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié représentent la plus grande part de l'obligation totale. Des coûts seront engagés notamment pour ce qui suit :

- la préparation à l'arrêt sécuritaire;
- l'arrêt sécuritaire;
- le démantèlement;
- la démolition et l'évacuation des installations et du matériel;
- la décontamination et la remise en état des sites;
- la gestion courante et à long terme du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité.

Le déclassement d'une centrale nucléaire consiste à préparer la centrale à l'état d'arrêt sécuritaire et à la mettre en état d'arrêt sécuritaire pendant une période de fermeture sécuritaire nominale de 30 ans avant son démantèlement et la remise en état du site. Aux termes du contrat de location des centrales louées à Bruce Power L.P., OPG continue d'être responsable des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires relativement aux centrales nucléaires Bruce.

Les coûts suivants sont constatés à titre de passif :

- la valeur actualisée des coûts de déclassement des installations nucléaires et thermiques et d'autres installations après la fin de leur durée de vie utile;
- la valeur actualisée de la partie coût fixe des programmes de gestion des déchets nucléaires requis, d'après le volume total des déchets attendus sur la durée de vie estimative des centrales;
- la valeur actualisée de la partie coût variable des programmes de gestion des déchets nucléaires, compte tenu des volumes de déchets réels générés à ce jour.

Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisés pour le calcul des charges à payer font l'objet d'examens périodiques. Toute modification de ces hypothèses, notamment les hypothèses sur le calendrier des programmes, les dates de fin de vie des centrales, les indicateurs financiers ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la durée de ces programmes et de l'évolution de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude quant à l'exactitude de la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent augmenter ou diminuer avec le temps. Les estimations des passifs nucléaires sont revues continuellement dans le cadre du programme global de gestion des déchets nucléaires. Tout changement des passifs nucléaires en raison de nouvelles hypothèses ou estimations ayant une incidence sur le montant des flux de trésorerie non actualisés estimatifs initiaux est enregistré à titre d'ajustement des passifs, et le changement correspondant des coûts de mise hors service d'immobilisations est capitalisé dans la valeur comptable des immobilisations nucléaires.

Aux fins du calcul des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2012, et suivant les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, les fermetures de centrales nucléaires et thermiques devraient avoir lieu au cours des 2 à 41 prochaines années.

Le passif lié aux coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires s'élevait à 345 millions de dollars au 31 décembre 2012 (332 millions de dollars en 2011). Ce passif représente principalement les coûts estimatifs de déclassement des centrales thermiques d'OPG au terme de leur durée de vie utile. Ce passif repose sur des estimations de coûts formulées par des tiers à la lumière d'un examen approfondi des sites des centrales en exploitation et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises. En 2011, OPG a procédé à l'examen du passif pour la majorité de ses centrales thermiques. Au 31 décembre 2012, ce passif était fondé sur les dates de mise hors service estimatives des centrales thermiques s'échelonnant de 2014 à 2030. Le montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs futurs associés aux passifs non nucléaires atteint 491 millions de dollars.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du déclassement de ses installations hydroélectriques, et les coûts pour ce type d'installations ne peuvent pas faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné leur longue durée de vie utile. Compte tenu des efforts déployés pour la maintenance ou la reconstruction, il est présumé que les structures de contrôle des débits d'eau seront utilisées dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif lié au déclassement de ses installations hydroélectriques.

Au 31 décembre 2012, les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée s'établissaient à 15 177 millions de dollars (14 060 millions de dollars en 2011). Au 31 décembre 2012, les flux de trésorerie non actualisés à l'égard des dépenses devant être engagées par OPG au titre des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires en dollars de 2012, au cours des cinq prochains exercices et par la suite, se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2013	2014	2015	2016	2017	Par la suite	Total
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires ¹	240	270	342	473	507	31 175	33 007

¹ La majeure partie des dépenses ci-dessus devraient être remboursées par les Fonds nucléaires d'OPG établis par l'ONFA. Les cotisations exigées en vertu de l'ONFA ne figurent pas dans ces flux de trésorerie non actualisés, mais sont prises en compte dans le tableau de la rubrique *Engagements contractuels et commerciaux*.

OPG met de côté des fonds, détenus dans des comptes de garde et en fiducie distincts, qui seront investis spécifiquement en vue du règlement de ses passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. Conformément à l'ONFA conclue entre OPG et la Province, OPG a établi un Fonds pour combustible irradié et un Fonds de déclassement. OPG supervise la gestion des placements des Fonds nucléaires conjointement avec la Province. Les actifs des Fonds nucléaires sont détenus dans des comptes de garde de tiers qui sont distincts du reste des actifs d'OPG.

Passifs environnementaux

Les activités courantes sont soumises à la réglementation fédérale, provinciale et locale en matière de qualité de l'air, de l'eau et du sol et d'autres questions environnementales. Les passifs environnementaux sont comptabilisés lorsqu'il est probable qu'un passif a été engagé et que le montant du passif peut être évalué avec suffisamment de précision à la date des états financiers. Le coût des obligations correspondantes est assumé de façon continue. La direction estime avoir établi une provision suffisante dans les états financiers consolidés pour respecter certaines autres obligations environnementales. En 2011, une diminution de 19 millions de dollars des passifs environnementaux a été comptabilisée dans le secteur Production hydroélectrique réglementée. Au 31 décembre 2012, les passifs environnementaux d'OPG s'inscrivaient à 17 millions de dollars (19 millions de dollars en 2011), dont la composante principale est le programme de décontamination des sols.

Dérivés

Tous les dérivés, y compris les dérivés incorporés qui doivent être comptabilisés de manière distincte, sont habituellement classés comme détenus à des fins de transaction et comptabilisés à la juste valeur dans les bilans consolidés. Les coûts de transaction des instruments financiers classés ou désignés comme détenus à des fins de transaction sont imputés aux résultats à mesure qu'ils sont engagés.

Les dérivés sont admissibles à la comptabilité de couverture s'ils respectent des exigences de documentation rigoureuses, et l'instrument dérivé désigné comme couverture devrait couvrir efficacement le risque cerné pendant toute la durée de l'élément de couverture. Au moment de la mise en place d'une relation de couverture, OPG documente la relation existant entre l'instrument de couverture et l'élément couvert, son objectif de gestion des risques et sa stratégie de couverture. Une évaluation documentée est effectuée, d'abord au moment de la mise en place de la couverture, puis de manière continue, pour déterminer si les dérivés utilisés dans les opérations de

couverture sont très efficaces ou non pour compenser les variations attribuables aux risques couverts des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts.

Expressément pour les couvertures de flux de trésorerie, la portion du gain ou de la perte sur dérivé qui compense efficacement la variation du coût ou de la valeur de l'élément exposé au risque sous-jacent est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu, puis est reclassée dans le bénéfice net lorsque l'opération sous-jacente a lieu. Les gains et les pertes sur ces couvertures de taux d'intérêt sont comptabilisés en tant qu'ajustement des intérêts débiteurs se rapportant à la dette couverte. Les gains et les pertes qui ne répondent pas aux critères d'efficacité sont comptabilisés dans le bénéfice net de la période au cours de laquelle ils se produisent. Lorsqu'un instrument dérivé cesse d'être efficace à titre de couverture, tout gain ou toute perte reporté connexe est comptabilisé dans les résultats de la période considérée. Lorsqu'un élément couvert cesse d'exister, tout gain ou toute perte reporté qui y est associé est constaté dans l'état des résultats consolidé de l'exercice.

Une partie de la production non réglementée d'OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité associées à un marché au comptant de l'électricité de gros en Ontario. Tous les contrats dérivés qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés au bilan comme des actifs ou des passifs dérivés, à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les revenus de la colonne Divers.

OPG se sert de ses quotas d'émissions pour gérer les émissions dans les limites réglementaires prescrites. Les quotas d'émissions sont obtenus de la Province. Le coût historique des quotas est comptabilisé dans les stocks et imputé aux résultats au coût moyen, dans les charges liées au combustible, selon les besoins.

Évaluations à la juste valeur

La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction régulière conclue dans des conditions de concurrence normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Les évaluations à la juste valeur sont nécessaires pour refléter les hypothèses que les intervenants du marché utiliseraient pour établir le prix d'un actif ou d'un passif en fonction des meilleures informations disponibles. Ces hypothèses comprennent les risques inhérents à une technique d'évaluation en particulier, comme un modèle d'évaluation, et les risques inhérents aux données utilisées dans le modèle.

La juste valeur des actifs et passifs financiers, y compris les instruments dérivés cotés en Bourse et d'autres instruments financiers évalués à la juste valeur et pour lesquels les cours sur un marché actif sont disponibles, est établie directement à partir de ces cours du marché.

Pour les instruments financiers pour lesquels il n'y a pas de cours de marché facilement disponibles, les justes valeurs sont estimées à l'aide de courbes de prix à terme tracées à partir de cours de marché ou de taux observables. L'estimation de la juste valeur peut comprendre l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation fondés, dans la mesure du possible, sur des hypothèses s'appuyant sur des cours ou des taux observables de marché en vigueur aux dates des bilans consolidés. C'est le cas des dérivés négociés hors Bourse, qui comprennent les dérivés de produits énergétiques, les dérivés de change et les dérivés de swap de taux d'intérêt. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données de marché et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et d'autres facteurs qui toucheraient la juste valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées à intervalles réguliers afin de s'assurer qu'elles demeurent appropriées. Si la technique ou le modèle d'évaluation ne se fonde pas sur des données de marché observables, on recourt à des techniques d'évaluation précises fondées principalement sur des transactions récentes comparables, de l'information de référence comparable, l'écart cours acheteur/cours vendeur de transactions similaires et d'autres données pertinentes.

L'utilisation d'instruments financiers par OPG expose la Société à divers risques, dont le risque de crédit, le risque de change et le risque de taux d'intérêt. La rubrique *Gestion des risques* présente une analyse de la manière dont OPG gère ces risques et d'autres risques.

MODIFICATIONS DE MÉTHODES ET D'ESTIMATIONS COMPTABLES

Présentation du résultat étendu

Le 1^{er} janvier 2012, OPG a adopté les modifications du Topic 220 de l'Accounting Standards Codification (« ASC »), intitulé *Comprehensive Income* (« Topic 220 »). La norme révisée exige d'une entité qu'elle rende compte des éléments du résultat étendu soit dans un état continu du résultat étendu, soit dans deux états distincts mais consécutifs. OPG continue de rendre compte des éléments du résultat étendu dans un état distinct mais consécutif.

Évaluations à la juste valeur

Le 1^{er} janvier 2012, OPG a adopté les modifications du Topic 820 de l'ASC, intitulé *Fair Value Measurements and Disclosures*. La modification ne porte pas sur les éléments devant être évalués à la juste valeur, mais établit des exigences communes pour l'évaluation de la juste valeur et les informations à fournir à propos des évaluations à la juste valeur. L'adoption de ces modifications n'a pas eu d'incidence sur les résultats d'exploitation ni sur la situation financière d'OPG.

Durées de vie utile des actifs à long terme

Actifs nucléaires

OPG passe régulièrement en revue les durées de vie utile estimatives des actifs de production. Dans le cadre du projet de maintien en activité des centrales Pickering, OPG a confirmé, au quatrième trimestre de 2012, ses plans pour le maintien en activité des centrales Pickering. Cette confirmation s'est traduite par un changement des durées de vie utile des centrales Pickering aux fins du calcul de l'amortissement à compter du 31 décembre 2012. En conséquence du projet de maintien en activité des centrales Pickering et d'autres considérations, les durées de vie utile aux fins comptables des centrales Bruce ont été prolongées. Ces centrales sont présentement louées à Bruce Power. À compter du 31 décembre 2012, les nouvelles durées de vie utile estimatives de ces centrales ont amené une hausse de l'estimation des passifs nucléaires de 451 millions de dollars, qui a entraîné une augmentation du solde des immobilisations de 449 millions de dollars liée au coût de mise hors service d'immobilisations et une augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 2 millions de dollars. En outre, les nouvelles durées de vie utile estimatives ont donné lieu à une augmentation de 249 millions de dollars du dérivé constituant un passif incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce conclu le 31 décembre 2012.

L'incidence sur l'état des résultats des variations des passifs nucléaires et du dérivé constituant un passif est largement compensée par le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce et le compte de report des passifs nucléaires autorisés par la CEO, sauf pour ce qui est de l'incidence de l'amortissement relatif aux soldes d'immobilisations attribuables aux composantes corporelles des centrales Pickering.

Pour ce qui est du solde des immobilisations attribuables aux composantes corporelles, les nouvelles durées de vie devraient faire diminuer la dotation aux amortissements pour les actifs existants des centrales Pickering de 35 millions de dollars en 2013 et de 21 millions de dollars en 2014.

Actifs thermiques

À la suite de l'annonce faite par le ministère de l'Énergie de devancer la date de fermeture des dernières unités alimentées au charbon des centrales Lambton et Nanticoke, OPG a ramené de décembre 2014 à décembre 2013 dans les deux cas la date de fin de vie aux fins du calcul de l'amortissement. Cette modification d'estimation aura pour effet d'augmenter la dotation aux amortissements pour 2013 de 58 millions de dollars, ce qui reflète la comptabilisation devancée de la dotation qui était prévue pour 2014. Cette augmentation devrait être compensée par les revenus tirés de l'entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO.

Désuétude des matériaux et fournitures thermiques

En raison de la révision des dates de fin de vie, OPG a revu la provision pour désuétude des matériaux et des fournitures relatives aux centrales Lambton et Nanticoke. Tous les matériaux et les fournitures qui ne devraient pas être utilisés d'ici la date de fermeture, le 31 décembre 2013, seront passés dans la provision pour désuétude de manière linéaire en 2013. Cette modification d'estimation devrait avoir pour effet de hausser les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 11 millions de dollars en 2013. Cette hausse sera contrebalancée par une augmentation correspondante des revenus de 11 millions de dollars, puisque ces charges sont recouvrables aux termes de l'entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations thermiques

En septembre 2011, OPG a procédé à l'examen des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour la majorité des centrales thermiques en exploitation d'OPG et la centrale déclassée R.L. Hearn. Par suite de cet examen, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations estimatives selon les PCGR des États-Unis ont été accrues de 171 millions de dollars en date du 30 septembre 2011, principalement en raison d'une hausse de l'estimation des coûts de démolition. Cet accroissement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations a entraîné la comptabilisation d'une augmentation de 90 millions de dollars des immobilisations corporelles au 30 septembre 2011 et une hausse des autres pertes de 81 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2011. Les autres pertes tenaient compte de la baisse de valeur des coûts de mise hors service des immobilisations des centrales Atikokan, Lennox et Thunder Bay qui n'étaient pas soutenus par les flux de trésorerie associés à ces centrales.

De plus, par suite de cet examen, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations estimatives calculées selon les PCGR des États-Unis pour la centrale R.L. Hearn ont diminué de 18 millions de dollars au 30 septembre 2011. Cette diminution des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations découle de la comptabilisation d'une baisse de 3 millions de dollars des immobilisations corporelles et des autres revenus de 15 millions de dollars pour la centrale déclassée.

L'examen des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations a aussi occasionné une modification d'estimation quant à la valeur de récupération de la ferraille de certaines centrales thermiques. Par suite de la modification d'estimation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et de la valeur de récupération, la dotation aux amortissements pour 2012 a été abaissée de 6 millions de dollars. OPG tient compte de l'incidence du moment prévu pour le déclassement des centrales thermiques étant donné l'annonce, faite par la Province, de devancer la date de fermeture des centrales Lambton et Nanticoke à la fin de 2013, l'attribution aux unités du statut d'unités de réserve et leur possible conversion future.

Prises de position comptables récentes

Résultat étendu – Présentation de montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu

En février 2013, le Financial Accounting Standards Board a publié une mise à jour du Topic 220 de l'ASC, qui impose de nouvelles informations à fournir pour les éléments reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu. Les entités doivent présenter composante par composante les informations sur les éléments importants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu, soit dans l'état des résultats consolidé ou séparément dans les notes afférentes aux états financiers, avec un renvoi au poste touché à l'état des résultats consolidé. OPG appliquera les modifications pour ses périodes financières ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013.

Normes internationales d'information financière (« IFRS »)

Compte tenu de la décision prise en 2011 par OPG d'adopter les PCGR des États-Unis, comme l'exige la Loi, la conversion d'OPG aux IFRS a été abandonnée. Avant l'adoption des PCGR des États-Unis comme fondement de l'information financière d'OPG, la Société prévoyait adopter les IFRS à compter du 1^{er} janvier 2012. OPG avait

pratiquement achevé son projet de conversion aux IFRS, qui comprenait des phases de diagnostic, d'élaboration et de mise en œuvre distinctes, jusqu'à ce qu'elle interrompe le projet et commence l'évaluation de la conversion aux PCGR des États-Unis au quatrième trimestre de 2011. Le projet de conversion aux IFRS d'OPG comprenait notamment une évaluation détaillée de l'incidence des IFRS sur les états financiers d'OPG, une mise à niveau de ses systèmes d'information pour respecter les exigences des IFRS en date du 1^{er} janvier 2011, une évaluation des contrôles internes sur l'information financière et des contrôles et procédures de communication de l'information, ainsi que la formation du personnel clé des finances et des opérations. S'il se révèle nécessaire de passer aux IFRS dans le futur, les travaux de conversion aux IFRS seront considérés de façon à pouvoir être redémarrés efficacement afin de disposer de suffisamment de temps pour évaluer les changements survenus après la décision d'interrompre le projet et de tirer des conclusions à ce sujet.

En septembre 2012, l'International Accounting Standards Board (« IASB ») a décidé d'élaborer un document de consultation sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. Ce document devrait être publié aux fins de commentaires au cours du deuxième semestre de 2013. De plus, l'IASB devrait élaborer une norme provisoire pour fournir des indications temporaires sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés pour les nouveaux adoptants des IFRS. L'IASB compte achever son exposé-sondage sur la norme provisoire au cours du premier semestre de 2013. OPG porte un intérêt constant aux faits nouveaux importants en comptabilité qui résultent des projets de l'organisme de normalisation international, étant donné surtout que plusieurs projets importants sont réalisés avec le Financial Accounting Standards Board des États-Unis.

GESTION DES RISQUES

Aperçu

OPG fait face à divers risques qui pourraient avoir une incidence significative sur ses objectifs stratégiques, opérationnels, financiers et environnementaux ainsi que sur ses objectifs touchant la santé et la sécurité. La gestion des risques a pour but d'identifier et d'atténuer ces risques et de préserver la valeur des investissements de l'actionnaire dans les actifs d'OPG.

Structure de gouvernance de la gestion des risques

Le comité de surveillance des risques du conseil d'administration aide ce dernier à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui concerne l'identification et la gestion des principaux risques pour la Société. Un comité directeur de gestion des risques, composé des chefs des unités fonctionnelles et du responsable de la gestion des risques, aide le comité de surveillance des risques à s'acquitter de ses responsabilités en matière de gouvernance et de surveillance liées aux activités de gestion des risques d'OPG.

Activités de gestion des risques

OPG est confrontée à une grande variété de risques propres à ses activités. Le cadre de gestion des risques de l'entreprise est conçu pour cerner et évaluer les risques en tenant compte de leur incidence potentielle sur la capacité de la Société d'atteindre des objectifs d'affaires précis.

Les activités d'information sur la gestion des risques sont coordonnées par un groupe centralisé de gestion des risques de l'entreprise, dirigé par le responsable de la gestion des risques. Les unités fonctionnelles identifient les risques qui pourraient les empêcher d'atteindre les objectifs de leur plan d'affaires. Le groupe de gestion des risques de l'entreprise évalue aussi les menaces externes pour l'organisation et facilite l'identification et l'évaluation des risques émergents. Les hauts dirigeants d'OPG établissent les risques stratégiques de plus grande portée, puis priorisent les risques opérationnels, tactiques et stratégiques afin de déterminer les plus grands risques pour la Société. La haute direction établit les limites de risque pour les activités de financement, d'approvisionnement et de négociation de la Société et s'assure que des politiques et processus de gestion des risques efficaces sont en place.

pour veiller à la conformité à ces limites afin de maintenir un bon équilibre entre le risque et le rendement. Le processus de gestion des risques de l'entreprise d'OPG consiste à assurer un suivi des activités de gestion des risques à l'égard des principaux risques identifiés et présenter chaque trimestre les faits nouveaux importants se rapportant à ces risques au comité de surveillance des risques.

Aux fins de communication de l'information, certains risques principaux sont présentés dans cinq grandes catégories, soit risques opérationnels, risques financiers, risques liés à la réglementation, risques d'entreprise et risques environnementaux. Pour chaque catégorie, les risques sont décrits brièvement ci-après.

Risques opérationnels

Risques liés aux activités des centrales existantes

OPG est exposée à une production incertaine de ses centrales existantes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur son rendement financier.

Les risques opérationnels s'entendent des risques qui sont en règle générale inhérents à l'exploitation des installations de production d'électricité. Ils peuvent entraîner l'interruption des activités des centrales ou rendre incertaine la production future. L'ensemble des centrales nucléaires, hydroélectriques et thermiques d'OPG sont confrontées à des risques en fonction de l'âge des centrales et de la technologie utilisée.

Centrales nucléaires

Exploiter un parc de centrales nucléaires désuètes expose OPG à des risques uniques comme des interruptions fortuites de la production, une augmentation des coûts d'exploitation et des risques associés aux activités de gestion des déchets nucléaires.

L'incertitude associée au volume d'électricité produite par les centrales nucléaires CANDU d'OPG découle principalement de l'état des composantes et systèmes des centrales, qui subissent les effets du vieillissement. Les canaux de combustible sont vraisemblablement la composante à durée limitée qui aura la plus grande incidence sur la fin de vie des centrales. Parmi les autres facteurs importants relevés à ce jour, citons la dégradation des moteurs des pompes du circuit caloporteur primaire, les questions de performance relatives à la manipulation de combustible, l'amincissement des parois des tuyaux d'alimentation et le vieillissement des canaux de combustible. Pour relever ces défis, OPG continue de mettre en œuvre des programmes complets d'inspection et de maintenance afin de surveiller la performance et de déterminer quelles sont les mesures correctives requises pour lui permettre d'exercer ses activités de façon fiable et selon les paramètres de conception.

Il arrive que des composantes des centrales se détériorent de manière inattendue, forçant les exploitants à intensifier la surveillance, à mener d'importants travaux de réparation ou à prendre des mesures correctives exceptionnelles. Le déclassement d'une unité nucléaire pourrait survenir afin de maintenir une marge d'exploitation sûre. Lorsque des situations imprévues surgissent, un programme de surveillance précis est établi. La principale incidence de ces situations sur OPG est une augmentation des coûts d'exploitation à long terme. L'atténuation de tels risques pourrait engendrer des travaux supplémentaires pendant les interruptions, ce qui pourrait accroître le nombre d'interruptions ou prolonger la durée des interruptions planifiées.

Le processus de production d'électricité par les centrales nucléaires produit des déchets nucléaires. Comme l'exige la CCSN, OPG est responsable de la gestion du combustible irradié, des déchets de faible activité et de moyenne activité et du déclassement de toutes ses centrales nucléaires, y compris les centrales louées à Bruce Power. Il n'existe actuellement aucune installation au Canada pour le stockage permanent du combustible nucléaire irradié ou des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité.

Pour répondre à la nécessité de stocker les déchets de faible activité et de moyenne activité, OPG est en train d'aménager un dépôt géologique en profondeur pour la gestion à long terme de ces déchets provenant des centrales nucléaires d'OPG. L'opposition de la collectivité à l'aménagement d'un dépôt géologique en profondeur pour le

stockage du combustible irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité et l'opposition possible de la collectivité quant au stockage prolongé du combustible irradié sur ses sites pourraient empêcher OPG, ses entrepreneurs et ses sous-traitants de mettre au point des plans d'évacuation qui seraient acceptables pour les principales parties prenantes. D'autres facteurs qui pourraient avoir une incidence sur le risque résiduel entourant les activités de gestion des déchets nucléaires comprennent la performance humaine et les exigences réglementaires.

La SGDN a élaboré un processus visant l'adoption de l'approche de gestion adaptative progressive comme solution à long terme pour la gestion des déchets nucléaires du Canada. Dans l'intervalle, OPG stocke et gère le combustible irradié sur les sites de ses centrales nucléaires.

Maintien en activité des centrales Pickering

OPG prévoit maintenir en activité, de façon sécuritaire et fiable, les unités 5 à 8 des centrales nucléaires Pickering pendant environ quatre à six ans après leur fin de vie nominale respective et de les mettre ensuite en état d'arrêt sécuritaire pour déclassement futur. L'incapacité de maintenir ces unités en activité pourrait entraîner la fermeture avancée des unités 1 et 4 de Pickering et augmenter les frais de fermeture et de déclassement de la centrale. Les facteurs de risque comprennent la découverte de situations imprévues, des pannes d'équipement et le besoin d'apporter des modifications importantes aux centrales. Afin d'atténuer ces risques, OPG continue d'exercer des activités comme des travaux de gestion du cycle de vie des canaux de combustible, une stratégie en matière de réglementation et une analyse économique à l'appui des dates de fin de vie optimales des réacteurs, et la modification de la stratégie d'exploitation et de maintenance à l'appui du maintien en activité des centrales. Au troisième trimestre de 2012, la CCSN a convenu qu'OPG sera en mesure, moyennant la surveillance prévue, l'achèvement avec succès de la recherche et du développement en cours, et les améliorations prévues aux centrales, de confirmer la capacité fonctionnelle des canaux de combustible des centrales Pickering jusqu'à l'expiration en 2020 de la période proposée de maintien en activité.

Centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques d'OPG sont exposées aux risques liés aux niveaux d'eau, à l'âge des immobilisations de production et à la sécurité des barrages.

La mesure dans laquelle OPG peut exploiter ses centrales hydroélectriques dépend de la disponibilité de l'eau. D'importantes variations des conditions climatiques ou des débits d'eau, y compris les changements climatiques, pourraient avoir une incidence sur les débits d'eau. OPG gère ce risque au moyen de modèles de prévisions de production, qui tiennent compte des caractéristiques d'efficacité des unités, des conditions hydrologiques et des indisponibilités prévues. Les données sont évaluées par rapport aux modèles, examinées et rajustées sur une base continue. Pour ce qui est de la production hydroélectrique réglementée, l'incidence financière des variations de la production hydroélectrique attribuables aux écarts entre les conditions hydrologiques qui sous-tendent les tarifs hydroélectriques réglementés et les conditions réelles est comptabilisée dans le compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques autorisé par la CEO. La production hydroélectrique non réglementée reste exposée au risque lié à l'incertitude des débits d'eau.

L'âge des centrales hydroélectriques d'OPG varie et la majorité a plus de 50 ans. L'âge de l'équipement et des composantes civiles crée des risques pour la fiabilité de certaines centrales hydroélectriques. OPG gère ce risque lié à la fiabilité en effectuant des inspections et des travaux de maintenance continus des composantes principales, des examens techniques et des évaluations de l'état des centrales pour déterminer les travaux qui seront nécessaires au maintien et, au besoin, à la mise à niveau des centrales.

Le secteur Production hydroélectrique exploite 231 barrages à l'échelle de la Province. Il n'existe pas à l'heure actuelle de législation sur la sécurité des barrages dans la Province. En août 2011, le ministère des Richesses naturelles de l'Ontario a publié des directives techniques après une période de consultation publique. Ces directives

techniques, qui ne sont pas un règlement, représentent les normes gouvernementales en matière de sécurité des barrages.

En général, les pratiques d'OPG en matière de sécurité des barrages et de sécurité publique près des barrages dépassent les exigences minimales prescrites par les directives techniques du ministère des Richesses naturelles. En outre, à l'heure actuelle, OPG élabore une nouvelle approche fondée sur la connaissance des risques au nom du ministère des Richesses naturelles de l'Ontario afin d'établir une priorité des résultats des évaluations de la sécurité des barrages. OPG pourrait éventuellement engager des coûts supplémentaires pour certains barrages qu'elle exploite si le ministère des Richesses naturelles de l'Ontario n'approuvait pas le plan de gestion des risques en matière de sécurité des barrages.

OPG doit se conformer aux normes et lignes directrices pour la conservation de biens patrimoniaux provinciaux qui sont entrées en vigueur en juillet 2010. OPG est tenue de mettre en œuvre un programme de conservation du patrimoine, et certaines centrales et certains actifs de production hydroélectrique pourraient être désignés biens patrimoniaux. Ainsi, la Société pourrait devoir engager des coûts afin de répondre aux exigences de la *Loi sur le patrimoine de l'Ontario*.

Centrales thermiques

La conversion des unités alimentées au charbon d'OPG dans le but de les faire fonctionner avec d'autres combustibles exigera un mécanisme de recouvrement des coûts.

La fermeture avancée des centrales Lambton et Nanticoke, avant la date de fermeture anticipée initiale du 31 décembre 2014, entraînera une compression de l'effectif et des programmes de travail, de même qu'une réduction des paiements de la SFIEO à OPG au titre de l'entente de soutien d'urgence. Après la fermeture des unités de ces centrales, OPG prévoit donner aux unités le statut d'unités de réserve, se gardant ainsi la possibilité de les convertir au gaz naturel ou à la biomasse dans le futur, si leur capacité était requise.

La conversion des centrales alimentées au charbon d'OPG à des combustibles de remplacement, comme le gaz naturel, la biomasse et la biénergie gaz-biomasse, est conditionnelle à l'obtention de l'approbation par l'actionnaire de la conversion d'unités alimentées au charbon et à la conclusion d'ententes sur le recouvrement des coûts avec l'OEO. Pour ce qui est des centrales Lambton et Nanticoke, par suite de l'annonce faite par la Province de devancer la date de fermeture à la fin de 2013, OPG s'attend à devoir engager des coûts pour maintenir le statut d'unités de réserve de ces unités.

Risques liés aux principaux projets de développement

Les risques associés au coût, à l'échéancier et aux aspects techniques des principaux projets de développement pourraient avoir une incidence négative sur le rendement financier d'OPG et, en fin de compte, sur sa réputation.

OPG a entrepris de nombreux projets hautement capitalistiques nécessitant des investissements considérables. OPG pourrait subir certaines conséquences si elle se révélait incapable de gérer ces projets, d'obtenir les approbations nécessaires, d'emprunter les capitaux nécessaires, ou de recouvrer en entier ses dépenses en capital en temps voulu. Les principaux projets comprennent la remise en état de la centrale Darlington, l'ajout éventuel de nouvelles unités de production à la centrale nucléaire Darlington, le projet de la rivière Lower Mattagami et d'autres projets hydroélectriques et thermiques, comme la conversion à la biomasse de la centrale Atikokan.

Remise en état de la centrale Darlington

Selon les prévisions de conception initiale, les unités de la centrale Darlington devaient atteindre leur fin de vie nominale entre 2019 et 2021. En février 2010, OPG a annoncé sa décision de remettre en état la centrale Darlington. La remise en état de la centrale nucléaire Darlington devrait en prolonger la durée de vie d'environ 30 ans. Si les objectifs de la remise en état n'étaient pas atteints, il pourrait en résulter de futures interruptions forcées et interruptions planifiées plus complexes, ce qui pourrait avoir une incidence sur la durée de vie utile après la remise

en état de la centrale. Afin d'atténuer ce risque, et dans le cadre du processus de planification initiale du projet, les composantes de tous les systèmes critiques de la centrale ont été inspectées. Cette inspection consistait à évaluer l'état actuel des systèmes et à déterminer les travaux à exécuter pendant les interruptions prévues pour la remise en état. Les travaux de base de remise en état portent sur d'importantes composantes à durée limitée comme les tubes de force. Tout au long de 2012, divers contrats ont été accordés afin d'obtenir les ressources spécialisées nécessaires à la planification et à l'avancement du projet. OPG doit se munir d'un mécanisme pour assurer le recouvrement de ses coûts et réaliser un rendement. À l'heure actuelle, aucun mécanisme de la sorte n'est en place. OPG continue à collaborer avec son actionnaire pour établir un mécanisme de recouvrement des coûts approprié à l'égard du projet, tout en évaluant son incidence sur les consommateurs.

Nouvelles unités de production nucléaire

Dans la directive sur l'approvisionnement diversifié rédigée à l'intention de l'OEO en février 2011, le gouvernement de l'Ontario a confirmé son engagement envers la construction de nouvelles installations nucléaires à Darlington ainsi que son engagement à continuer d'utiliser la production nucléaire pour environ 50 % de l'approvisionnement en énergie de l'Ontario. La directive mentionne que deux nouvelles unités nucléaires seraient achetées pour la centrale Darlington à condition que le prix soit acceptable.

En mai 2012, le gouvernement fédéral a accepté l'EE du projet de construction de nouvelles installations nucléaires à la centrale Darlington et en août 2012, la commission d'examen conjoint, un groupe de la CCSN, a annoncé sa décision de délivrer le permis de préparation de l'emplacement du projet de construction de nouvelles installations nucléaires à la centrale Darlington. Néanmoins, des contestations juridiques et des examens judiciaires pourraient nuire au projet. Le moment où le choix du fournisseur de réacteurs nucléaires se fera reste incertain. Si un fournisseur de réacteurs nucléaires était choisi, OPG pourrait mieux cerner les risques associés au projet.

Lower Mattagami

La construction du projet de la rivière Lower Mattagami a débuté en juin 2010. En décembre 2012, une brèche a été constatée dans le batardeau récemment installé au site Kipling. L'incidence globale de cet événement sur l'échéancier du projet fait présentement l'objet d'une évaluation. Tous les autres batardeaux du projet ont été inspectés et jugés sécuritaires. En outre, les principaux risques qui planent sur les coûts et l'échéancier du projet comprennent la productivité de la main-d'œuvre lors du coulage du béton pendant la construction et les contestations juridiques possibles ou les blocus que pourraient lever des groupes opposés aux divers aspects du projet. Les activités d'atténuation des risques comprennent l'embauche d'un entrepreneur compétent pour la construction du projet, l'installation d'un abri afin de poursuivre le coulage de béton pendant l'hiver et un suivi détaillé de la productivité de la main-d'œuvre.

Autres projets de développement

Pour les projets qui en sont aux étapes initiales, les retards imprévus dans la réception des permis ou des approbations, qui pourraient toucher diverses parties prenantes externes, pourraient entraîner des retards dans l'avancement des travaux ou, dans un scénario extrême, l'annulation d'un projet. OPG s'efforce d'atténuer les risques associés aux retards d'obtention des permis et des approbations en contactant rapidement les organismes gouvernementaux concernés et en entrant régulièrement en communication avec eux, en consultant diligemment les parties prenantes externes et en surveillant continuellement le succès de l'entrepreneur au chapitre de l'obtention des permis.

Ces projets pourraient aussi faire face à une augmentation des coûts de l'équipement et de la construction, ce qui pourrait compromettre leur viabilité économique. OPG surveille continuellement les tendances des coûts de ces intrants de production afin d'être informée des problèmes nouveaux. OPG veille à gérer et à limiter toute hausse des coûts, lorsque cela est possible, par des stratégies appropriées d'attribution de contrats.

Risques financiers

OPG est exposée à un certain nombre de risques individuels liés au marché financier qui pourraient avoir une incidence défavorable sur son rendement financier et son exploitation.

OPG est exposée à un certain nombre de risques financiers, un bon nombre découlant de l'exposition d'OPG au risque lié à la volatilité des marchés des marchandises, des actions et des changes, et aux fluctuations des taux d'intérêt. Les coûts liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite pourraient aussi subir l'incidence de la volatilité de ces marchés et des fluctuations des taux d'intérêt. OPG gère ces nombreux risques complexes afin de réduire l'incertitude ou d'atténuer leur incidence négative potentielle sur les résultats financiers de la Société.

Marchés des marchandises

Les variations du prix du marché de l'électricité ou des combustibles servant à produire l'électricité pourraient avoir des répercussions négatives sur le bénéfice et les flux de trésorerie d'exploitation d'OPG.

Afin de gérer le risque de hausses imprévisibles du prix des combustibles, la Société a des programmes de couverture sur combustibles qui comprennent des contrats à prix fixes et à prix indexés.

Les revenus d'OPG provenant de ses actifs non réglementés sont également touchés par les variations du prix du marché général ou du marché au comptant de l'électricité. En 2013, un changement de 1 \$/MWh du prix moyen annuel prévu de l'électricité sur le marché au comptant aurait une incidence d'environ 14 millions de dollars sur les revenus des activités non réglementées d'OPG.

Les pourcentages de la production, des exigences en matière d'émissions et des besoins en combustible prévus couverts d'OPG sont les suivants :

	2013	2014	2015
Production estimative couverte ¹	82 %	83 %	81 %
Besoins en combustible estimatifs couverts ²	66 %	58 %	51 %
Exigences en matière d'émissions de monoxyde d'azote (« NO ») estimatives couvertes ³	100 %	100 %	100 %
Exigences en matière d'émissions de SO ₂ estimatives couvertes ³	100 %	100 %	100 %

¹ Représente la tranche en mégawattheures de la production future prévue assujettie aux tarifs réglementés établis par la CEO; les conventions avec la SIERE, la SFIEO, et l'OEO, ou d'autres contrats d'électricité utilisés à titre de couvertures.

² Représentent la tranche approximative en mégawattheures de la production prévue (et les objectifs de fin d'exercice pour le stock de combustible) de tous les types d'installations (thermiques et nucléaires) pour laquelle OPG a conclu des ententes ou a des obligations contractuelles pour garantir le prix du combustible. Le combustible excédentaire en stock pendant une année donnée est attribué à l'année suivante afin de mesurer les ratios de couverture.

³ Représentent la tranche approximative en mégawattheures de la production thermique prévue pour laquelle OPG a acheté, s'est vu affecter ou a reçu des quotas et des crédits de réduction des émissions afin de respecter ses obligations en vertu du Règlement de l'Ontario 397/01 en matière d'environnement.

Marchés des capitaux

La valeur de marché des placements détenus par les Fonds nucléaires d'OPG et le régime de retraite agréé d'OPG pourrait être nettement touchée par les variations de divers facteurs du marché, comme les cours boursiers, les taux d'intérêt, l'inflation et le prix des marchandises.

Risque de marché des Fonds nucléaires

Le Fonds de déclasserment et le Fonds pour combustible irradié comprennent des placements dans certaines catégories d'actifs, notamment les titres à revenu fixe, les titres de capitaux propres nationaux et internationaux et les portefeuilles de biens immobiliers et d'infrastructures. Ces fonds sont gérés dans le but de produire au fil du temps un rendement suffisant pour répondre aux obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclasserment

d'installations. Le rendement de ces fonds distincts est tributaire de divers facteurs comme la conjoncture actuelle et future des marchés des capitaux, qui est intrinsèquement incertaine.

En ce qui a trait au Fonds pour combustible irradié, la Province garantit un taux de rendement annuel de 3,25 %, plus la variation de l'IPC de l'Ontario, pour les premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. Une variation de la valeur du fonds, résultant de fluctuations des marchés financiers, liée à la première tranche de 2,23 millions de grappes n'a pas d'incidence sur le bénéfice d'OPG. Le risque de marché lié à l'investissement des fonds réservés pour les grappes additionnelles est assumé par OPG, ce qui n'est pas le cas pour les cotisations visées par la garantie de rendement de la Province.

Le rendement des Fonds nucléaires liés aux centrales louées à Bruce Power dépend du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce créé par la CEO. Le compte d'écarts atténue partiellement le risque de marché pour les Fonds nucléaires, car il englobe les écarts entre le rendement réel et le rendement prévu des Fonds nucléaires, dans la mesure où ils se rapportent aux centrales nucléaires louées à Bruce Power. Le rendement prévu désigne le rendement approuvé par la CEO dans l'établissement des prix réglementés pour la production nucléaire.

Le risque résiduel d'incidence négative sur les résultats financiers d'OPG continue d'exister en raison de la volatilité du marché des capitaux et des marchés des marchandises qui rejailit particulièrement sur les Fonds nucléaires.

Obligations liées aux avantages complémentaires de retraite

Les obligations liées aux avantages complémentaires de retraite d'OPG comprennent les régimes de retraite, une assurance-vie collective, une assurance de soins de santé et une assurance en cas d'invalidité prolongée. Les coûts et obligations d'OPG au titre des avantages complémentaires de retraite et les cotisations d'OPG aux régimes de retraite pourraient être considérablement touchés dans l'avenir par divers facteurs, dont : la modification des hypothèses actuarielles, comme un changement des taux d'actualisation utilisés; les rendements futurs des placements; les gains et pertes actuariels; la situation actuelle de capitalisation des régimes de retraite et d'autres régimes d'avantages; une modification des avantages; des changements dans l'environnement réglementaire, y compris des modifications éventuelles à la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario); les dessaisissements; et l'incertitude quant à l'exactitude de l'évaluation actuarielle.

Le régime de retraite agréé d'OPG, qui couvre la plupart des employés et des retraités, est un régime contributif à prestations déterminées, indexé pour tenir compte de l'inflation. Les cotisations au régime de retraite agréé d'OPG sont calculées au moyen d'évaluations actuarielles, qui sont déposées auprès des organismes de réglementation appropriés au moins tous les trois ans. La dernière évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG a été effectuée en date du 1^{er} janvier 2011. D'après l'évaluation actuarielle, en plus de sa cotisation minimum, OPG peut aussi verser des cotisations volontaires étant donné le déficit du régime de retraite agréé. OPG continuera d'évaluer les obligations en matière de cotisations au régime de retraite agréé. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1^{er} janvier 2014 au plus tard. Les obligations d'OPG au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ne sont pas capitalisées et les prestations sont versées au personnel à même les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

Marchés des changes et de taux d'intérêt

Les bénéfices et les flux de trésorerie d'OPG peuvent être touchés par des fluctuations du dollar américain relativement au dollar canadien et par les taux d'intérêt en vigueur pour ses programmes d'emprunts et de placements.

Les résultats financiers d'OPG sont exposés au risque de volatilité du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain, puisque les combustibles et certains services et fournitures achetés pour les centrales sont surtout libellés en dollars américains. En outre, le prix du marché de l'électricité en Ontario est sensible au taux de change en raison de l'interaction entre les marchés interconnectés de l'Ontario et des États américains avoisinants. Le marché au comptant de l'électricité de l'Ontario est aussi influencé par des prix en dollars américains pour des

marchandises comme le charbon et le gaz naturel entrant dans la production de l'électricité. Pour gérer ce risque, OPG a recours à divers instruments financiers, comme les contrats à terme et les dérivés, en conformité avec les politiques de gestion des risques approuvées. Au 31 décembre 2012, OPG avait des contrats de change à terme en cours d'un notional de 63 millions de dollars.

La majeure partie de la dette existante d'OPG porte intérêt à des taux fixes. Le risque de taux d'intérêt découle du besoin de refinancer une dette existante ou de souscrire de nouveaux financements et de l'ajout possible de dettes à taux variable. Ce risque est géré par un éventail d'activités de couverture au moyen d'instruments dérivés, en conformité avec les politiques de gestion des risques de la Société. OPG recourt périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer des éléments de risque de taux d'intérêt associés à du nouveau financement prévu. Au 31 décembre 2012, OPG avait des swaps de taux d'intérêt en cours d'un notional de 410 millions de dollars.

Négociation

Les activités de négociation d'OPG peuvent avoir une incidence sur son rendement financier.

Les activités de négociation d'OPG sont étroitement surveillées, et l'évaluation des risques globaux ainsi que les rapports sur ces évaluations sont présentés à la haute direction quotidiennement. Le risque financier lié aux activités de négociation est évalué notamment au moyen d'une mesure connue sous le nom de « valeur à risque » ou « VaR », définie comme la perte potentielle maximale probabiliste future d'un portefeuille en termes monétaires, en fonction de conditions de marché normales et pour une période déterminée. En 2012, l'utilisation de la VaR a fluctué dans une fourchette allant de néant à 0,5 million de dollars, ce qui correspond à la fourchette de 2011.

Crédit

La détérioration du crédit des contreparties et la non-rentabilité des fournisseurs et des entrepreneurs pourraient avoir des répercussions négatives sur le bénéfice et le flux de trésorerie d'exploitation d'OPG.

La Société est exposée au risque de crédit par le truchement des ventes d'électricité, des activités de négociation d'électricité, des activités de couverture, des activités de trésorerie, y compris les activités d'investissement, ainsi que des transactions commerciales avec ses divers fournisseurs de biens et de services. Le risque de crédit associé aux ventes d'électricité d'OPG est considéré comme faible, puisque la plus grande partie des ventes sont effectuées sur le marché au comptant géré par la SIERE. La SIERE surveille le degré de solvabilité de tous les intervenants du marché.

Parmi les autres principales composantes du risque de crédit, citons celles associées aux fournisseurs de services et de produits liés par contrat. OPG gère le risque lié aux divers fournisseurs ou « risque de contrepartie » en évaluant leur situation financière et en s'assurant que des garanties appropriées ou d'autres formes de sûretés sont fournies à OPG.

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'exposition d'OPG au risque de crédit de toutes les contreparties du fait des activités de transaction et de négociation de l'électricité, au 31 décembre 2012 :

Notation de crédit ¹	Nombre de contreparties ²	Risque possible ³ (en millions de dollars)	Risque possible pour les contreparties les plus importantes	
			Nombre de contreparties	Risque de contrepartie (en millions de dollars)
Qualité supérieure	22	17	4	11
Qualité inférieure	2	3	1	3
SIERE ⁴	1	378	1	378
Total	25	398	6	392

¹ Les notes sont le résultat de l'analyse faite par OPG, qui s'appuie sur les analyses disponibles faites par des agences de notation externes, de même que sur le soutien de crédit fourni par l'intermédiaire de garanties de la société mère, de lettres de crédit ou d'autres sûretés fournies.

² Les contreparties d'OPG sont définies par chaque accord global.

³ Le risque possible est l'appréciation statistique par OPG du risque maximal sur la durée de vie de chaque opération selon un intervalle de confiance de 95 %.

⁴ Le risque de crédit assumé par la SIERE a atteint un sommet de 658 millions de dollars en 2012 et de 686 millions de dollars en 2011.

Liquidités

Hausser les exigences de liquidités peut avoir des répercussions sur les projets de dépenses en immobilisations.

OPG exerce ses activités dans un secteur hautement capitalistique. Des ressources financières importantes sont nécessaires au financement des projets d'amélioration des immobilisations. De plus, la Société a d'autres dépenses importantes comme les investissements dans de nouvelles capacités de production, les obligations de capitalisation annuelles en vertu de l'ONFA, les cotisations aux régimes de retraite, les paiements des prestations d'avantages complémentaires de retraite et autres avantages du personnel et le remboursement de dettes à l'échéance auprès de la SFIEO. OPG doit s'assurer d'avoir la capacité financière et un accès suffisant à du financement abordable pour financer ses besoins de capitaux. La rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* traite plus en détail des liquidités de l'entreprise.

Obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement d'installations et Fonds nucléaires

L'estimation des coûts pour les obligations liées aux déchets nucléaires est fondée sur des hypothèses, notamment des hypothèses qui comportent de l'incertitude sur la fin de vie des centrales et sur le volume des déchets nucléaires, et pourrait se répercuter sur les cotisations d'OPG aux Fonds nucléaires.

OPG est responsable de la gestion du combustible nucléaire irradié, des déchets de faible activité et de moyenne activité et du déclassement éventuel de toutes ses centrales nucléaires, y compris les centrales louées à Bruce Power, comme l'exige la CCSN. En vertu de règles et règlements variés, OPG doit fournir l'estimation des coûts associés à ses obligations au titre de la gestion des déchets nucléaires et du déclassement. Ces estimations de coûts sont fondées sur de nombreuses hypothèses sous-jacentes, y compris des hypothèses qui comportent une incertitude quant à la fin de vie des centrales et au volume des déchets nucléaires. Afin d'atténuer cette incertitude inhérente, OPG a entrepris d'examiner les hypothèses sous-jacentes et les estimations des coûts de base au moins une fois tous les cinq ans. Certaines hypothèses sous-jacentes, comme la fin de vie des centrales et le volume prévu des déchets nucléaires, sont examinées et mises à jour chaque année, les changements étant évalués pour en connaître l'incidence sur les passifs. Les changements qui touchent des décisions opérationnelles, comme les décisions de remise en état et de fermeture prématurée d'unités, sont examinés au moment où ils se présentent, et OPG utilise les renseignements existants sur les coûts de base pour évaluer les incidences sur le solde des passifs nucléaires. Si des changements de situations étaient évalués comme étant importants, une nouvelle évaluation anticipée des coûts de base pourrait être effectuée avant la fin de la période de cinq ans.

Les cotisations d'OPG aux Fonds nucléaires sont établies en fonction des plans de référence de l'ONFA, lesquels doivent être mis à jour au moins tous les cinq ans. La variation du montant des cotisations est déterminée par les variations de la valeur des Fonds nucléaires et par les obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement d'installations connexes. Aux fins de la mise à jour des plans de référence de l'ONFA, la valeur des Fonds nucléaires est évaluée à un moment précis. Une diminution de la valeur des Fonds nucléaires ou une augmentation des obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement d'installations pourrait alors accroître les cotisations devant être versées par OPG en vertu de l'ONFA.

Au cours de 2012, OPG a comptabilisé une mise à jour du passif au titre du déclassement de centrales nucléaires et de la gestion des déchets nucléaires, qui est décrite à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques*.

Risques liés à la réglementation et à la législation

OPG est assujettie à un grand nombre de lois et de règlements fédéraux et provinciaux qui ont une incidence sur ses activités et sa situation financière.

OPG est assujettie à la réglementation de divers organismes comme la CEO et la CCSN. Les risques associés au fait d'être une entité réglementée comprennent l'incapacité possible de récupérer au complet les capitaux investis et les coûts d'exploitation, la baisse des bénéfices et l'augmentation des coûts d'exploitation. Les incidences défavorables de ces risques sont atténuées en maintenant des relations étroites avec les organismes de réglementation et les organismes émetteurs de normes et de codes afin de relever rapidement les problèmes et d'en discuter.

Réglementation des tarifs

D'importantes incertitudes demeurent quant à l'issue des procédures tarifaires qui déterminent les tarifs réglementés pour les activités à tarifs réglementés d'OPG.

Les tarifs de l'électricité produite par les installations visées par règlement d'OPG sont actuellement établis par la CEO au moyen d'une méthode fondée sur une prévision du coût du service. Comme c'est le cas pour tous les tarifs réglementés établis au moyen de cette méthode, il y a un risque que les tarifs établis par l'organisme de réglementation ne permettent pas de recouvrer tous les coûts réels engagés au titre des activités à tarifs réglementés ou que les activités à tarifs réglementés ne génèrent pas un rendement au taux approuvé.

En septembre 2012, OPG a déposé une demande auprès de la CEO réclamant l'approbation du recouvrement des soldes des comptes d'écarts et de report approuvés au 31 décembre 2012 et l'approbation du maintien provisoire du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. OPG poursuit les pourparlers avec les intervenants sur tous les aspects de sa demande tarifaire. Si une entente était conclue, un accord serait déposé auprès de la CEO pour son approbation. La situation financière d'OPG pourrait subir l'incidence du rejet par la CEO de la demande de recouvrement des soldes des comptes d'écarts et de report ou de maintien du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Il est question de cette demande à la rubrique *Faits nouveaux*.

En avril 2011, OPG a déposé un avis d'appel auprès de la Cour divisionnaire de l'Ontario (la « Cour ») quant à la décision de mars 2011 de la CEO rejetant la demande pour qu'une partie des coûts de rémunération des employés des centrales nucléaires d'OPG soit recouvrée à même les tarifs réglementés à compter du 1^{er} mars 2011. En février 2012, la Cour a rejeté l'appel par une majorité de deux contre un. OPG a obtenu la permission d'interjeter appel de la décision de la Cour à la Cour d'appel de l'Ontario. Par conséquent, la Société a interjeté appel, et cet appel a été entendu en janvier 2013. À l'heure actuelle, OPG attend que la cour rende sa décision.

Risques liés à la législation

OPG est assujettie à un grand nombre de lois et de règlements fédéraux et provinciaux qui ont une incidence sur ses activités et sa situation financière.

Au cours du deuxième trimestre de 2012, la législation entourant le budget provincial de l'Ontario comprenait des mesures influant sur OPG, notamment une réforme des régimes de retraite du secteur public et des restrictions en matière de rémunération des cadres jusqu'à ce que l'Ontario cesse de se trouver en situation de déficit budgétaire. Ces changements pourraient nuire à la capacité d'OPG de retenir ou d'attirer du personnel qualifié, y compris des cadres, ce qui pourrait influencer sur les activités d'OPG.

En octobre 2012, le premier ministre de l'Ontario a démissionné, et l'Assemblée législative de l'Ontario a été dissoute. Ainsi, les projets de loi qui auraient pu se répercuter grandement sur OPG sont morts au feuillet et pourraient être présentés à nouveau.

L'Assemblée législative a ouvert une nouvelle session en février 2013 et OPG continue de surveiller tout changement législatif.

Exigences de la réglementation nucléaire

Un parc de centrales nucléaires désuètes ou une modification des codes techniques ou des lois peut augmenter le risque d'ajout d'exigences réglementaires en matière de production nucléaire.

L'incertitude associée aux exigences de la réglementation nucléaire est liée surtout au vieillissement des centrales, aux risques technologiques et aux modifications des codes techniques. Le fait de satisfaire à ces exigences pourrait contribuer à hausser les coûts d'exploitation et peut, dans certains cas, entraîner une réduction ou l'élimination de la capacité de production d'une centrale ou le remplacement précoce d'une composante. Contrairement à celles de la plupart des autres secteurs, les activités des centrales nucléaires sont souvent directement influencées par des circonstances ou des événements survenant à d'autres centrales nucléaires partout dans le monde. Ces circonstances ou événements pourraient inciter la CCSN à apporter des changements réglementaires dont les répercussions sur le coût et les activités futures des centrales nucléaires d'OPG pourraient être importantes.

Risques d'entreprise

Les perspectives commerciales d'OPG pourraient être touchées négativement par de nombreux risques d'entreprise, comme ceux liés à la demande et à l'offre d'électricité, aux ressources humaines, à la santé et la sécurité et à la réputation de l'entreprise. Les principaux risques qui pourraient avoir une incidence éventuelle sur les activités, la réputation, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'OPG sont analysés ci-après.

Marché de l'électricité de l'Ontario

La conjoncture du marché de l'électricité de l'Ontario pourrait influencer sur les revenus et les activités d'OPG.

Au cours de 2012, divers facteurs du marché ont entraîné une baisse du PHEO en Ontario. Dorénavant, les prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario devraient demeurer bas, ce qui nuira aux revenus tirés de la production non réglementée d'OPG.

La baisse de la demande primaire conjuguée à l'augmentation des sources de production de base et non acheminables pourraient entraîner une production excédentaire. Pour gérer cette situation, la SIERE pourrait forcer OPG à procéder à des déversements d'eau à ses centrales hydroélectriques et à réduire la production de ses centrales nucléaires. Dans le futur, la fréquence et l'ampleur des situations de production de base excédentaire pourraient augmenter à cause de facteurs comme la demande d'électricité stagnante de l'Ontario, la remise en service des unités remises en état aux centrales Bruce et l'ajout continu de sources d'énergie renouvelable au réseau contrôlé par la SIERE.

La CEO a autorisé l'établissement du compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire, avec prise d'effet le 1^{er} mars 2011, lequel peut atténuer l'incidence financière des déversements d'eau aux centrales hydroélectriques en cas de production de base excédentaire. Il n'existe pas de mécanisme semblable pour le recouvrement des pertes résultant des situations de production de base excédentaire influant sur les centrales hydroélectriques ou nucléaires non réglementées d'OPG.

La structure du marché de l'électricité de l'Ontario est assujettie à la réglementation et aux règles du marché, et des changements apportés à ces derniers pourraient influencer sur les revenus et les activités d'OPG.

Gens et culture

La situation financière d'OPG pourrait subir l'incidence d'une pénurie de ressources humaines compétentes ou ayant les compétences adéquates pour ses besoins opérationnels.

OPG continue d'être exposée au risque associé à la disponibilité de ressources compétentes et expérimentées dans des secteurs spécifiques, y compris pour les postes de leadership et de gestion de projets. En outre, le processus de transformation des activités d'OPG devrait entraîner la compression d'environ 2 000 emplois pour les activités courantes au cours de la période du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2015. La compression sera répartie au sein de la Société, mais touchera surtout les fonctions de soutien.

Il existe aussi un risque de déséquilibre entre les niveaux d'attrition et les niveaux requis de ressources humaines compte tenu de la baisse des activités d'OPG. Afin d'atténuer ce risque, OPG a entrepris une initiative globale de planification de la main-d'œuvre et a établi des processus de surveillance continue afin d'évaluer les risques, les problèmes et les besoins de recrutement de façon régulière. En outre, OPG maintient l'importance des programmes de planification de la relève, de développement du leadership et de conservation du savoir afin d'améliorer les compétences de sa main-d'œuvre. OPG prévoit subvenir à ses besoins en matière de ressources humaines en comblant l'attrition par un réaménagement du travail et une simplification des processus.

En date du 31 décembre 2012, environ 89 % de la main-d'œuvre permanente d'OPG était représentée par un syndicat. En plus d'avoir une main-d'œuvre permanente, OPG confie des travaux de construction à des membres de 22 syndicats de métiers ayant des droits de négociation établis sur les installations d'OPG.

Santé et sécurité

Le programme de contrôle des risques et de gestion de la sécurité d'OPG est conçu pour gérer efficacement les risques de sécurité dans les secteurs à risque élevé.

Les activités d'OPG exposent les employés et entrepreneurs à divers risques de sécurité au travail. OPG est résolue à atteindre son objectif de zéro blessure et d'amélioration continue en appliquant les systèmes officiels de gestion de la sécurité à l'échelle de la Société. Ces systèmes permettent à OPG de gérer de manière proactive les risques liés à la sécurité.

Réputation de l'entreprise

OPG est exposée au risque de réputation associé aux changements d'opinion des diverses parties prenantes à l'égard de son profil public. OPG met sur pied diverses activités d'assurance et de gestion des risques afin de gérer les risques pour sa réputation.

À titre de fournisseur d'une partie importante de l'électricité de la Province, il est essentiel pour OPG de maintenir une réputation sans tache. OPG s'efforce d'établir et de maintenir sa réputation au moyen de nombreuses pratiques, y compris des programmes d'engagement social à l'échelle de la Province, des pratiques de gouvernance appropriées et transparentes et la communication efficace avec les parties prenantes. En outre, OPG met sur pied des programmes d'amélioration continue de diverses activités d'assurance et de gestion des risques.

Réseaux de transport et d'interconnexion

OPG pourrait faire face à des contraintes liées au transport qui pourraient avoir une incidence sur ses activités et sur sa capacité à approvisionner en électricité les marchés de l'électricité interconnectés et de l'Ontario.

OPG dépend de la capacité et de la fiabilité des réseaux de transport et d'interconnexion qui connectent ses générateurs aux clients en Ontario et dans les marchés interconnectés. En Ontario, la capacité de ces réseaux de transport est limitée dans certaines circonstances et l'accroissement de la capacité des réseaux doit être approuvé par la CEO.

OPG peut aussi faire face à des contraintes de transport dans les marchés interconnectés. La capacité et la fiabilité de ces réseaux d'interconnexion, de transport et de distribution sont des facteurs sur lesquels OPG n'a aucun contrôle, et toute limitation, restriction d'accès ou diminution de la fiabilité pourrait avoir une incidence sur l'offre d'électricité aux clients dans les marchés interconnectés et en Ontario par OPG. Cela pourrait entraîner une importante perte de revenus de production et une augmentation des coûts.

Propriété provinciale

L'engagement d'OPG à maximiser le rendement de l'investissement de l'actionnaire dans les actifs d'OPG pourrait faire concurrence à l'obligation de l'actionnaire de réagir sur une foule de questions.

La Province détient la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'OPG. Par conséquent, la Province détermine la composition du conseil d'administration d'OPG et exerce une influence directe sur les décisions importantes, y compris celles qui se rapportent au développement des projets, au calendrier et à la stratégie à l'égard des demandes de tarifs réglementés, au dessaisissement d'actifs, au financement et à la structure du capital. OPG pourrait recevoir de son actionnaire des directives la forçant à entreprendre des activités qui entraînent une augmentation des dépenses, ou qui réduisent les revenus ou le rendement, par rapport aux activités ou aux stratégies qui auraient autrement été entreprises. De plus, les intérêts commerciaux d'OPG et les intérêts généraux de la Province pourraient entrer en conflit étant donné l'obligation de la Province de réagir sur une foule de questions influant sur l'environnement commercial d'OPG.

Technologies de l'information

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend notamment de la gestion efficace de ses besoins en matière de systèmes de technologie de l'information (« TI »). Des pannes des systèmes de TI pourraient avoir une incidence négative sur OPG.

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend en partie de l'infrastructure complexe des systèmes de TI que la Société doit mettre au point ou sous-traiter et gérer. Si OPG n'était pas en mesure de combler ses besoins en matière de TI, des pannes de systèmes pourraient survenir, ou encore la Société pourrait être incapable de faire en sorte que ses systèmes de TI soient alignés. De plus, OPG pourrait être exposée à des risques d'exploitation en cas d'atteinte à la sécurité informatique. Pour atténuer ces risques, OPG surveille de près ses besoins en matière de systèmes et de services de TI.

Fournisseurs

Si les fournisseurs stratégiques faillaient à leurs engagements ou s'il était impossible de diversifier la liste de fournisseurs, les résultats financiers et la réputation d'OPG pourraient être touchés négativement.

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend en partie de son accès à des fournisseurs d'équipement, de matériel et de services. La perte de fournisseurs clés d'équipement, de matériel et de services, particulièrement pour le secteur de la production nucléaire, pourrait avoir une incidence sur cette capacité. OPG atténue ce risque dans la mesure du possible par la négociation efficace de contrats et par l'emploi de solides libellés, ainsi que par une surveillance et une diversification de ses fournisseurs.

Marchés de l'électricité interconnectés

OPG pourrait ne pas être capable de livrer concurrence avec succès dans les marchés interconnectés en raison de divers facteurs de marché et de facteurs réglementaires.

La capacité d'OPG de livrer concurrence sur les marchés de l'électricité interconnectés dépend de nombreux facteurs externes, y compris : le coût du transport de l'électricité vers ces marchés; le prix de l'électricité dans ces marchés; la concurrence exercée par d'autres producteurs et vendeurs d'électricité; l'état de la déréglementation en Ontario et dans les marchés interconnectés; les taux de change; toute nouvelle barrière commerciale; la détention par OPG d'un permis de la Federal Energy Regulatory Commission; et les coûts pour se conformer aux normes environnementales imposées par ces marchés. Rien ne garantit qu'OPG continuera de pouvoir livrer concurrence avec succès dans les marchés interconnectés.

Contrats de location et partenariats

Le rendement financier d'OPG pourrait s'en ressentir si les risques liés aux contrats de location et aux partenariats devaient se réaliser.

OPG a loué ses centrales nucléaires Bruce à Bruce Power et est partie à diverses ententes de partenariat relatives à la propriété et à l'exploitation des centrales nucléaires. Ces centrales sont toutes exposées à divers risques opérationnels, financiers, réglementaires et environnementaux.

De plus, en vertu du contrat de location des centrales Bruce, les revenus tirés du contrat sont réduits chaque année civile où la moyenne annuelle du PHEO chute sous les 30 \$/MWh et si certaines autres conditions sont respectées. La réduction conditionnelle des revenus dans l'avenir, prévue dans le contrat de location des centrales Bruce, est traitée comme un dérivé. Les dérivés sont évalués à la juste valeur et les variations de la juste valeur sont constatées à l'état des résultats consolidé.

En raison d'une baisse prévue de la moyenne annuelle future du PHEO et de la prolongation de la durée de vie utile des centrales nucléaires Bruce, la juste valeur du dérivé constituant un passif a augmenté pour s'établir à 392 millions de dollars au 31 décembre 2012, comparativement à 186 millions de dollars au 31 décembre 2011. Le risque demeurera jusqu'à ce que les unités Bruce qui sont soumises à ce mécanisme cessent leurs activités, que certaines unités soient remises en état ou que le contrat de location prenne fin. Ce risque est atténué dans le cadre du processus réglementaire de la CEO, car les revenus tirés de la location des centrales Bruce sont inclus dans l'établissement des prix réglementés pour la production des installations nucléaires et sont visés par le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Événements naturels ou imprévus

La poursuite des activités d'OPG et la sécurité de ses diverses parties prenantes sont exposées aux effets possibles des incidents et situations imprévisibles comme les catastrophes naturelles et les accidents.

OPG est exposée à des incidents, à des aléas ou à des événements comme des catastrophes naturelles ou une pandémie d'influenza qui pourraient menacer la sécurité des diverses parties prenantes ou la poursuite de ses activités. OPG peut être exposée à un événement important pour lequel elle n'est pas pleinement assurée ou ne serait pas indemnisée, ou une partie pourrait ne pas respecter ses obligations en matière d'indemnisation.

Le programme de gestion des situations d'urgence d'OPG est conçu pour assurer la poursuite des activités et réagir à des incidents ou événements qui pourraient menacer la sécurité des parties prenantes. Le programme vise à protéger la santé et la sécurité des employés, du public et des intervenants d'urgence, l'environnement et les actifs et la réputation d'OPG. Les éléments du programme sont conçus pour répondre aux exigences légales et réglementaires.

Collectivités des Premières nations et des Métis

L'issue des négociations avec les collectivités des Premières nations et des Métis en Ontario dépend de nombreux facteurs comme la législation et les précédents créés par les décisions des tribunaux.

OPG peut faire l'objet de plaintes des collectivités des Premières nations et des Métis et d'autres groupes et personnes autochtones par les aménagements d'installations de production, l'exploitation passée d'Ontario Hydro en lien avec les titres ou les droits des Premières nations ou des Métis, ou l'absence de permis, de droits de passage, de servitudes ou de droits similaires liés aux terres détenues par les Premières nations en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada) et d'autres résolutions de griefs historiques.

OPG a une politique sur les relations avec les Premières nations et les Métis qui définit son engagement de nouer et d'entretenir des relations positives avec ces collectivités. OPG a réussi à résoudre certains griefs historiques. Cependant, l'issue des négociations en cours et futures avec les collectivités des Premières nations et des Métis dépend d'un certain nombre de facteurs, y compris les lois et règlements, qui peuvent changer avec le temps. Les précédents créés par les décisions des tribunaux ont aussi une incidence sur les négociations et la résolution de griefs historiques.

Risques environnementaux

OPG peut être assujettie à des amendes, à des pénalités et à des réclamations si elle ne se conforme pas aux lois environnementales applicables. Des changements dans les règlements environnementaux peuvent mener à la non-conformité de certaines activités existantes, à l'incapacité possible de se conformer, à des responsabilités éventuelles et à des coûts pour OPG.

Des modifications des lois environnementales pourraient créer des risques de conformité et donner lieu à des responsabilités éventuelles qui pourraient nécessiter l'installation de technologies de contrôle, l'achat de crédits de réduction des émissions, de quotas ou de crédits compensatoires, ou la réduction de la production d'électricité. En outre, certaines des activités d'OPG peuvent nuire à l'habitat naturel, mettre en péril la faune et la flore aquatiques et terrestres, ou contaminer les sols et l'eau, ce qui nécessiterait la prise de mesures de décontamination. Par ailleurs, le fait d'enfreindre les lois environnementales applicables pourrait donner lieu à des mesures coercitives, y compris des ordonnances ou des accusations.

La Province prévoit élaborer un plan de réduction des émissions de GES en 2013. Par conséquent, cela risque d'entraîner des coûts importants pour l'achat de quotas ou de crédits compensatoires pour contrer les émissions de GES provenant de la production brûlant du charbon, du pétrole et du gaz naturel. Pour en savoir plus sur la performance et les politiques d'OPG sur le plan environnemental, voir la rubrique intitulée *Activités de base et stratégie*.

OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Étant donné que la Province détient toutes les actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province, Infrastructure Ontario, l'OEO et les autres sociétés issues du regroupement d'Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. (« Hydro One »), la SIERE, la SFIEO et des entités sous contrôle conjoint. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées.

Ces opérations se résument comme suit :

(en millions de dollars)	Revenus		Charges	
	2012		2011	
Hydro One				
Ventes d'électricité	10	-	16	-
Services	-	14	-	13
Province d'Ontario				
Frais sur les revenus bruts, droits d'utilisation de l'eau et impôt foncier	-	118	-	122
Garanties	-	8	-	8
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	-	282	266	-
Excédent de capitalisation du Fonds de déclassement	-	64	-	-
Fonds de garantie au titre des prestations de retraite	-	2	-	-
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts et impôt foncier de remplacement	-	201	-	217
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	189	-	196
Impôts sur le capital	-	(3)	-	(10)
Impôts sur les bénéfices, déduction faite des crédits d'impôt à l'investissement	-	77	-	(12)
Entente de soutien d'urgence	283	-	367	-
Infrastructure Ontario				
Remboursement des charges engagées durant l'approvisionnement de nouvelles unités de production nucléaire	-	(1)	-	(2)
SIERE				
Ventes d'électricité	3 823	34	3 956	43
Services auxiliaires	56	-	55	-
OEO	92	-	98	-
	4 264	985	4 758	575

Au 31 décembre 2012, les montants de parties liées comprenaient une somme de 3 millions de dollars (3 millions de dollars en 2011) à recevoir de Hydro One, une somme de 337 millions de dollars (333 millions de dollars en 2011) à recevoir de la SIERE, une somme de 84 millions de dollars (74 millions de dollars en 2011) à recevoir de la SFIEO, une somme de 16 millions de dollars (16 millions de dollars en 2011) à recevoir de l'OEO, et une somme de 2 millions de dollars (néant en 2011) à recevoir de la coentreprise PEC. Les crédetes et les charges à payer au 31 décembre 2012 comprenaient une somme de 2 millions de dollars (7 millions de dollars en 2011) à payer à Hydro One, une somme de 51 millions de dollars (53 millions de dollars en 2011) à payer à la SFIEO, une somme de 3 millions de dollars (3 millions de dollars en 2011) à payer à la Province, et une somme de néant (1 million de dollars en 2011) à payer à Infrastructure Ontario.

INFORMATION SUR LA GOUVERNANCE ET SUR LE COMITÉ D'AUDIT ET DES FINANCES

L'information à fournir sur la gouvernance et sur le comité d'audit et des finances est comprise dans la Notice annuelle de 2012 d'OPG.

CONTRÔLES INTERNES À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE ET CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, est responsable du maintien de contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière. Les contrôles et procédures de communication de l'information sont conçus pour fournir une assurance raisonnable que toute l'information pertinente est recueillie puis communiquée à la haute direction, y compris au président et chef de la direction et au chef des finances, pour que des décisions appropriées soient prises en temps opportun concernant la communication de l'information. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis selon les PCGR des États-Unis.

Une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG a été menée en date du 31 décembre 2012. La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a conclu que les contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG (comme il est défini dans le Règlement 52-109, *Attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, des Autorités canadiennes en valeurs mobilières) étaient efficaces en date du 31 décembre 2012.

Il n'y a eu aucune modification importante des contrôles internes à l'égard de l'information financière dans la plus récente période intermédiaire qui a eu ou pourrait raisonnablement avoir une incidence importante sur les contrôles internes à l'égard de l'information financière d'OPG.

QUATRIÈME TRIMESTRE

Analyse des résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 31 décembre	
	2012	2011 (ajustés)
<i>(en millions de dollars) (non audité)</i>		
Ventes de la production réglementée	821	837
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	106	94
Comptes d'écarts	272	28
Divers	(4)	269
Revenus	1 195	1 228
Charges liées au combustible	199	188
Marge brute	996	1 040
Exploitation, maintenance et administration	734	755
Amortissement	169	183
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	181	178
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(170)	(223)
Restructuration	-	2
Impôt foncier et impôt sur le capital	7	13
Bénéfice avant autres revenus, intérêts et impôts sur les bénéfices	75	132
Autres revenus	-	(32)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	75	164
Intérêts débiteurs, montant net	28	41
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	47	123
Charge (recouvrement) d'impôts	16	(107)
Bénéfice net	31	230

Revenus

Les revenus se sont établis à 1 195 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2012, comparativement à 1 228 millions de dollars pour la période correspondante de 2011. La diminution de 33 millions de dollars tient principalement à la baisse des revenus tirés de l'entente de soutien d'urgence et à la diminution de la production du secteur Production hydroélectrique réglementée, déduction faite de l'incidence des comptes d'écarts réglementaires, au cours du quatrième trimestre de 2012.

De plus, OPG a enregistré une diminution des revenus de 257 millions de dollars au quatrième trimestre de 2012 relativement au contrat de location des centrales Bruce. Cette diminution tient à une variation de la valeur du dérivé intégré dans le contrat de location des centrales Bruce résultant d'une prolongation de la durée de vie utile des centrales nucléaires Bruce et d'une diminution du PHEO moyen. La diminution des revenus du secteur Divers est compensée par l'augmentation de l'actif réglementaire du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Charges liées au combustible

Les charges liées au combustible ont été de 199 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2012, comparativement à 188 millions de dollars pour la période correspondante de 2011. L'augmentation de 11 millions de dollars s'explique surtout par la hausse de la production thermique au quatrième trimestre de 2012.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2012, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont élevées à 734 millions de dollars, comparativement à 755 millions de dollars pour la période correspondante de 2011. La diminution de 21 millions de dollars est surtout attribuable à la baisse des dépenses liées à la production thermique par suite des compressions de l'effectif et des programmes de travail, et à la fermeture d'unités à la centrale Nanticoke en 2011.

Rendement des Fonds nucléaires

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2012, le rendement des Fonds nucléaires s'est élevé à 170 millions de dollars, comparativement à 223 millions de dollars pour la période correspondante de 2011. La diminution de 53 millions de dollars résulte surtout de la baisse du rendement des titres à revenu fixe du Fonds de déclassement et d'un ajustement pour constater la surcapitalisation du Fonds de déclassement, déduction faite de l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Autres revenus

Les autres revenus ont diminué de 32 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2012 par rapport à la période correspondante de 2011, surtout en raison du gain constaté en 2011 par suite de la réduction d'une provision pour les passifs environnementaux.

Impôts sur les bénéfices

La charge d'impôts pour le quatrième trimestre de 2012 s'est établie à 16 millions de dollars et contraste avec un recouvrement d'impôts de 107 millions de dollars pour 2011. L'augmentation de la charge d'impôts est principalement attribuable à une réduction des passifs d'impôts en 2011 relativement à la résolution d'un certain nombre d'incertitudes fiscales pour certaines années d'imposition antérieures, et la comptabilisation en 2011 de crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental admissibles relatifs à des années d'imposition antérieures.

Prix de vente moyens et revenus moyens

Les prix de vente moyens et les revenus moyens pour le quatrième trimestre de 2012 et de 2011 se présentent comme suit :

(¢/kWh)	Trimestres clos les 31 décembre	
	2012	2011
PHEO moyen pondéré	2,5	2,8
Production nucléaire réglementée	5,6	5,5
Production hydroélectrique réglementée	3,5	3,4
Production hydroélectrique non réglementée	2,6	2,9
Production thermique non réglementée	2,2	2,3
Revenus moyens pour tous les producteurs d'électricité, sauf OPG ¹	8,4	8,6
Revenus moyens pour OPG ²	5,2	5,4

¹ Les revenus des autres producteurs d'électricité correspondent à la somme de la demande horaire en Ontario multipliée par le PHEO, majorée du total des paiements d'ajustements globaux, majorée de la somme des exportations horaires nettes multipliée par le PHEO, diminuée des revenus de production d'électricité d'OPG.

² Les revenus moyens d'OPG comprennent les revenus des activités à tarifs réglementés, les revenus par référence au marché et les autres revenus tirés de l'énergie principalement liés aux ententes de recouvrement des coûts à l'égard des centrales Nanticoke, Lambton et Lennox, et les revenus tirés des CAE hydroélectriques.

La baisse des prix de vente moyens d'OPG dans les secteurs non réglementés pour le trimestre clos le 31 décembre 2012 par rapport au trimestre correspondant de 2011 est surtout imputable à l'incidence de la baisse des prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario.

Production d'électricité

La production d'électricité d'OPG pour les trimestres clos les 31 décembre 2012 et 2011 s'est établie comme suit :

(TWh)	Trimestres clos les 31 décembre	
	2012	2011
Production nucléaire réglementée	12,0	12,0
Production hydroélectrique réglementée	4,4	5,0
Production hydroélectrique non réglementée	3,2	2,8
Production thermique non réglementée	1,0	0,6
Total de la production d'électricité	20,6	20,4

Le volume total des ventes d'électricité pour le trimestre clos le 31 décembre 2012 s'est établi à 20,6 TWh, comparativement à 20,4 TWh pour la période correspondante de 2011. La hausse est attribuable à une augmentation de la production d'électricité aux centrales hydroélectriques non réglementées et aux centrales thermiques d'OPG, contrebalancée en partie par une baisse de la production d'électricité aux centrales hydroélectriques réglementées.

Au cours des quatrièmes trimestres de 2012 et 2011, la demande primaire d'électricité en Ontario a été de respectivement 34,8 TWh et 34,3 TWh.

Situation de trésorerie et sources de financement

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour le trimestre clos le 31 décembre 2012 ont atteint 154 millions de dollars, comparativement à 196 millions de dollars pour la période correspondante de 2011. Cette diminution des flux de trésorerie est attribuable en majeure partie au fait que les rentrées ont été moins élevées à cause d'une baisse des revenus tirés de la vente d'isotopes.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement au cours du trimestre clos le 31 décembre 2012 ont atteint 415 millions de dollars comparativement à 334 millions de dollars pour la période correspondante de 2011. L'augmentation des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement s'explique essentiellement par la hausse des dépenses en immobilisations engagées pour le projet de remise en état de la centrale Darlington et pour le projet de la rivière Lower Mattagami, partiellement contrebalancée par la diminution des dépenses en immobilisations engagées pour le projet du tunnel de Niagara.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour le trimestre clos le 31 décembre 2012 ont atteint 83 millions de dollars, comparativement à des flux de trésorerie affectés aux activités de financement de 35 millions de dollars pour la période correspondante de 2011. L'accroissement des flux de trésorerie est dû principalement à l'émission de titres de créance à long terme pour le projet de la rivière Lower Mattagami au cours du quatrième trimestre de 2012.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

Les tableaux qui suivent présentent les principales informations financières tirées des états financiers consolidés intermédiaires non audités d'OPG pour chacun des huit trimestres les plus récents. Ces informations financières ont été préparées conformément aux PCGR des États-Unis pour les trimestres ouverts à compter de la date de transition d'OPG aux PCGR des États-Unis, soit le 1^{er} janvier 2011, et conformément aux PCGR du Canada pour les trimestres précédents.

(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres de 2012 clos les				Total
	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	
Revenus	1 195	1 213	1 125	1 199	4 732
Bénéfice net	31	139	43	154	367
Résultat net par action (en dollars)	0,12 \$	0,54 \$	0,17 \$	0,60 \$	1,43 \$

(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres de 2011 clos les				Total
	31 décembre (ajustés)	30 septembre (ajustés)	30 juin (ajustés)	31 mars (ajustés)	
Revenus	1 228	1 250	1 202	1 284	4 964
Bénéfice net (perte nette)	230	(154)	109	153	338
Résultat net par action (en dollars)	0,90 \$	(0,61) \$	0,43 \$	0,60 \$	1,32 \$

(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres de 2010 clos les				Total
	31 décembre (PCGR du Canada – non ajustés)	30 septembre (PCGR du Canada – non ajustés)	30 juin (PCGR du Canada – non ajustés)	31 mars (PCGR du Canada – non ajustés)	
Revenus après le rabais associé à la limite de revenus	1 323	1 391	1 210	1 443	5 367
Bénéfice net (perte nette)	202	333	(29)	143	649
Résultat net par action (en dollars)	0,79 \$	1,29 \$	(0,11) \$	0,56 \$	2,53 \$

Bilan aux 31 décembre

(en millions de dollars)	2012	2011 (ajustés)	2010
			(PCGR du Canada – non ajustés)
Total de l'actif	37 601	34 443	29 577
Total du passif à long terme	28 789	25 387	20 178
Actions ordinaires en circulation (en millions)	256,3	256,3	256,3

Les résultats trimestriels d'OPG sont touchés par les variations de la demande qui résultent surtout des fluctuations saisonnières des conditions climatiques. Par le passé, les revenus d'OPG ont généralement été plus élevés au premier trimestre en raison des besoins de chauffage et au troisième trimestre en raison des besoins de climatisation.

Les autres éléments qui ont eu une incidence sur le bénéfice net (la perte nette) de certains des trimestres présentés ci-dessus sont décrits ci-après :

- Baisse des bénéfices de 25 millions de dollars au premier trimestre de 2010 due aux indemnités de départ à payer par suite de la décision de fermer deux unités alimentées au charbon à chacune des centrales alimentées au charbon Lambton et Nanticoke.
- Augmentation des bénéfices de 102 millions de dollars au deuxième trimestre de 2010 attribuable à la diminution de la charge d'impôts, découlant surtout d'une réduction des passifs d'impôts par suite de la résolution d'un certain nombre d'incertitudes fiscales liées à la conclusion de contrôles fiscaux d'années d'imposition antérieures.
- Augmentation des bénéfices au troisième trimestre de 2010 par suite surtout d'une hausse des prix de vente moyens de la production dans les secteurs non réglementés et de l'accroissement du rendement des Fonds nucléaires, en partie annulés par une baisse de la production nucléaire et hydroélectrique et par la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.
- Augmentation des bénéfices au quatrième trimestre de 2010 découlant essentiellement de l'accroissement de 144 millions de dollars du rendement des Fonds nucléaires, en partie contrebalancé par la réduction de 71 millions de dollars de l'actif réglementaire dans le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.
- Augmentation des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite en 2011, surtout du fait de l'utilisation de taux d'actualisation plus bas en 2011.
- Diminution des revenus au premier trimestre de 2011, résultant principalement d'une baisse des revenus comptabilisés pour le contrat d'approvisionnement en énergie pour la centrale Lennox et de la diminution des revenus tirés de la production thermique, en partie compensées par une hausse des revenus relatifs à l'entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO pour les centrales alimentées au charbon Nanticoke et Lambton, ainsi que par l'accroissement des revenus tirés de la production nucléaire.
- Baisse de la marge brute en 2011 surtout attribuable à l'arrêt des ajouts au compte d'écarts de pertes fiscales, suivant la décision rendue par la CEO en mars 2011.
- Établissement du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite par la CEO dans sa décision de juin 2011, avec prise d'effet le 1^{er} mars 2011. Ainsi, OPG a comptabilisé un actif réglementaire de 41 millions de dollars dans ce compte d'écarts au deuxième trimestre de 2011, ce qui a donné lieu à des réductions des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et de la charge d'impôts de respectivement 30 millions de dollars et 11 millions de dollars.
- Comptabilisation par OPG de charges de restructuration de 19 millions de dollars au troisième trimestre de 2011, au titre des indemnités de départ liées à la fermeture des deux unités alimentées au charbon à la centrale Nanticoke le 31 décembre 2011.
- Au troisième trimestre de 2011, OPG a procédé à une révision des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour la plupart de ses centrales thermiques, qui a entraîné la comptabilisation d'une perte de 81 millions de dollars conformément aux PCGR des États-Unis pour le secteur Production thermique, et un bénéfice de 15 millions de dollars pour le secteur Divers.
- Diminution des revenus au quatrième trimestre de 2011 surtout en raison d'une diminution de la production dans les secteurs de la production hydroélectrique non réglementée et de la production nucléaire, et de la baisse des prix de vente.
- Augmentation de la charge d'impôts en 2011 relativement à la résolution de bon nombre d'incertitudes fiscales pour certaines années d'imposition antérieures, et comptabilisation en 2011 de crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental admissibles liés à des années d'imposition antérieures.
- Baisse de la marge brute au premier trimestre de 2012 attribuable principalement à une baisse des revenus tirés de la production hydroélectrique non réglementée en raison de la baisse des prix de vente de l'électricité et de la baisse de la production, et baisse des revenus tirés de l'entente de soutien d'urgence, surtout en raison de la fermeture des unités 1 et 2 de la centrale Nanticoke pour le secteur Production thermique non réglementée.
- Diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration au premier trimestre de 2012 en raison de l'incidence de la constatation d'un actif réglementaire lié au compte de report selon les PCGR des États-Unis autorisé par la CEO au cours du premier trimestre de 2012.
- Diminution de la marge brute au deuxième trimestre de 2012 principalement attribuable à la baisse des prix de vente de l'électricité et à la baisse des revenus tirés de la production hydroélectrique non réglementée.

- Diminution de la dotation aux amortissements au deuxième trimestre de 2012 surtout en raison de la constatation de l'actif réglementaire pour le compte de report des passifs nucléaires par suite de l'approbation en juin 2012 du plan de référence de 2012 en vertu de l'ONFA.
- Hausse du rendement des Fonds nucléaires au troisième trimestre de 2012.

De plus amples renseignements sur OPG, y compris sa notice annuelle, ses états financiers consolidés audités au 31 décembre 2012 et pour l'exercice clos à cette date et les notes y afférentes, se trouvent sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

AUTRES MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

En plus de présenter le bénéfice net selon les PCGR des États-Unis, le rapport de gestion, les états financiers consolidés audités aux 31 décembre 2012 et 2011 et pour les exercices clos à ces dates et les notes y afférentes d'OPG présentent certaines mesures financières non conformes aux PCGR. Ces mesures financières non conformes aux PCGR n'ont pas de signification normalisée prescrite par les PCGR des États-Unis et ne sont donc probablement pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres émetteurs.

OPG utilise ces mesures non conformes aux PCGR pour la prise de décisions d'exploitation et l'évaluation de son rendement. Les lecteurs du rapport de gestion, des états financiers consolidés et des notes y afférentes utilisent ces mesures pour évaluer le rendement financier des activités de la Société. OPG est d'avis que ces indicateurs sont importants étant donné qu'ils fournissent d'autres renseignements sur son rendement, facilitent la comparaison de résultats de différentes périodes et présentent une mesure conforme à sa stratégie qui consiste à exercer ses activités en visant le maintien de sa viabilité financière. Ces mesures financières non conformes aux PCGR n'ont pas été présentées à titre de substitut du bénéfice net calculé selon les PCGR des États-Unis comme indicateur du rendement d'exploitation. La définition des mesures financières non conformes aux PCGR se présente comme suit :

1) Le **RCP** correspond au bénéfice net divisé par les capitaux propres moyens, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu pour la période. Il est mesuré sur une période de douze mois et calculé comme suit :

	31 décembre 2012	31 décembre 2011 (ajustés)
<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>		
RCP		
Bénéfice net	367	338
Divisé par : capitaux propres moyens, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu	8 700	8 354
RCP (en pourcentage)	4,2	4,0

2) La **couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation** correspond aux flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts, divisés par les intérêts débiteurs ajustés. Il s'agit des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ajustés pour tenir compte des intérêts payés, des intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels et des variations des soldes hors caisse du fonds de roulement pour la période. Les intérêts débiteurs ajustés comprennent les intérêts débiteurs, montant net, majorés des intérêts créditeurs, des intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels, des intérêts appliqués aux actifs et aux passifs réglementaires et des intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite, moins le rendement prévu des actifs des régimes pour la période.

La **couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation** est mesurée sur une période de douze mois et calculée comme suit :

	31 décembre 2012	31 décembre 2011 (ajustés)
<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>		
Flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts		
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	876	1 179
Ajouter : intérêts payés	246	238
Déduire : intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	(126)	(86)
Ajouter : variation nette des soldes hors caisse du fonds de roulement	(172)	(166)
Flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts	824	1 165
Intérêts débiteurs ajustés		
Intérêts débiteurs, montant net	117	154
Ajouter : intérêts créditeurs	7	9
Ajouter : intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	126	86
Ajouter : intérêts appliqués aux actifs et aux passifs réglementaires	12	9
Ajouter : intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite, moins le rendement prévu des actifs des régimes	103	120
Intérêts débiteurs ajustés	365	378
Couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation (nombre de fois)	2,3	3,1

3) La **marge brute** se définit comme les revenus diminués des charges liées au combustible.

4) Le **bénéfice** désigne le bénéfice net.

Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec :

Relations avec les investisseurs	416-592-6700 1-866-592-6700 investor.relations@opg.com
Relations avec les médias	416-592-4008 1-877-592-4008

www.opg.com

www.sedar.com

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

La responsabilité à l'égard de la présentation et de la préparation des états financiers consolidés annuels et du rapport de gestion incombe à la direction d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG »).

Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») et conformément aux règles et aux règlements de la Securities and Exchange Commission des États-Unis pour les états financiers annuels, comme l'exige le *Règlement de l'Ontario 395/11*, dans sa version modifiée, en vertu de la *Loi sur l'administration financière*, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2012. Le rapport de gestion a été préparé conformément aux exigences des autorités en valeurs mobilières, y compris le Règlement 51-102 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et ses exigences publiées connexes.

Les états financiers consolidés et l'information figurant dans le rapport de gestion comprennent nécessairement des montants fondés sur un jugement éclairé et des estimations à l'égard des incidences attendues des événements et des opérations actuels compte tenu de leur importance. Un élément est jugé important s'il est prévu, de façon raisonnable, qu'il aura une incidence importante sur le bénéfice, les flux de trésorerie, la valeur d'un actif ou d'un passif ou la réputation de la Société. En outre, dans le cadre de la préparation de l'information financière, nous devons interpréter les exigences décrites plus haut, établir la pertinence des renseignements qui seront inclus et faire des estimations et poser des hypothèses qui influent sur l'information présentée. Le rapport de gestion comprend également des informations à l'égard de l'incidence des opérations et des événements actuels, des sources de trésorerie et de financement, des tendances d'exploitation, des risques et des incertitudes. Les résultats réels qui seront atteints peuvent différer de manière importante de notre évaluation actuelle de cette information, puisque les événements et les circonstances futurs pourraient ne pas se produire tel qu'il a été prévu.

Pour assumer notre responsabilité à l'égard de la fiabilité de l'information financière, nous maintenons un système complet de contrôles internes et d'audit interne, y compris des contrôles organisationnels, des contrôles des procédures et des contrôles internes à l'égard de l'information financière, et nous nous fondons sur ce système. Notre système de contrôles internes comprend la communication écrite de nos politiques et procédures régissant la conduite des affaires et la gestion du risque, la planification d'ensemble de nos activités, la répartition efficace des tâches, la délégation des pouvoirs et la responsabilité personnelle, la sélection soignée et la formation du personnel, ainsi que des méthodes comptables, que nous mettons à jour régulièrement. Cette structure donne l'assurance d'un contrôle interne approprié des opérations, des actifs et des registres comptables. Nous procédons également régulièrement à l'audit des contrôles internes. Ces contrôles et ces audits sont établis dans le but de nous fournir l'assurance raisonnable que les registres financiers sont fiables aux fins de la préparation des états financiers et des autres informations financières, que les actifs sont protégés contre une utilisation ou une cession non autorisée, que les passifs sont constatés et que nous nous conformons à toutes les exigences réglementaires.

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, est responsable du maintien des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière. Les contrôles et procédures de communication de l'information sont conçus pour fournir une assurance raisonnable que toute l'information pertinente est recueillie puis communiquée à la haute direction, y compris au président et chef de la direction et au chef des finances, pour que des décisions appropriées soient prises en temps opportun concernant la communication de l'information. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis selon les PCGR des États-Unis.

Une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG a été menée en date du 31 décembre 2012. Par conséquent, nous, en qualité de président et

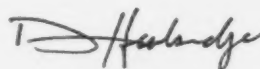
chef de la direction et de chef des finances d'OPG, attesterons les documents d'information annuels d'OPG déposés auprès de la CVMO, attestation qui porte sur la conception et l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'OPG.

Le conseil d'administration, se fondant sur les recommandations de son comité d'audit et des finances, procède à l'examen et à l'approbation des états financiers consolidés et du rapport de gestion, et supervise les responsabilités de la direction à l'égard de la présentation et de la préparation de l'information financière, du maintien de contrôles internes appropriés, de la gestion et du contrôle des principaux secteurs de risques et de l'évaluation des opérations importantes et des opérations entre parties liées.

Les états financiers consolidés ont été audités par Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l., auditeurs indépendants nommés par le conseil d'administration. Le rapport des auditeurs indépendants précise les responsabilités des auditeurs et l'étendue de leur audit et leur opinion sur les états financiers consolidés d'OPG. Les auditeurs indépendants, comme il a été confirmé par le comité d'audit et des finances, ont eu un accès direct et sans restriction au comité d'audit et des finances, avec et sans la présence des membres de la direction, pour discuter de l'audit et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière produite par OPG et à l'efficacité du système de contrôles internes.



Tom Mitchell
Président et chef de la direction



Donn W. J. Hanbidge
Chef des finances

Le 7 mars 2013

RAPPORT DES AUDITEURS INDÉPENDANTS

À l'actionnaire d'Ontario Power Generation Inc.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints d'Ontario Power Generation Inc., qui comprennent les bilans consolidés aux 31 décembre 2012 et 2011, et les états consolidés des résultats, des flux de trésorerie, des variations des capitaux propres et du résultat étendu pour les exercices clos à ces dates, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des auditeurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons les audits de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement des auditeurs, et notamment de leur évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, les auditeurs prennent en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière d'Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2012 et 2011, ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

Toronto, Canada

Le 7 mars 2013

Ernst & Young S.R.L./S.E.N.C.R.L.

Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Comptables agréés
Experts-comptables autorisés

ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2012	2011 <i>(ajustés – note 22)</i>
Revenus (note 15)	4 732	4 964
Charges liées au combustible (note 15)	755	754
Marge brute (note 15)	3 977	4 210
Charges (note 15)		
Exploitation, maintenance et administration	2 648	2 781
Amortissement (note 4)	664	694
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 8)	725	704
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 8)	(651)	(509)
Impôt foncier et impôt sur le capital	47	50
Restructuration (note 21)	3	21
	3 436	3 741
Bénéfice avant autres revenus, intérêts et impôts sur les bénéfices	541	469
Autres (revenus) pertes (notes 15 et 18)	(10)	4
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	551	465
Intérêts débiteurs, montant net (note 7)	117	154
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	434	311
Charge (recouvrement) d'impôts (note 9)	67	(27)
Bénéfice net	367	338
Résultat de base et dilué par action ordinaire (en dollars)	1,43	1,32
Actions ordinaires en circulation (en millions)	256,3	256,3

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011 (ajustés – note 22)
Bénéfice net	367	338
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
Perte nette sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ¹	(11)	(100)
Reclassement dans le résultat net de pertes sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ²	18	6
Reclassement dans le résultat net de montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite ³	27	17
Perte actuarielle et coûts des services passés lors de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ⁴	(123)	(246)
Autres éléments du résultat étendu de l'exercice	(89)	(323)
Résultat étendu	278	15

¹ Déduction faite de recouvrements d'impôts de 1 million de dollars et de 20 millions de dollars respectivement pour 2012 et 2011.

² Déduction faite de charges d'impôts de 1 million de dollars pour 2012 et 2011.

³ Déduction faite de charges d'impôts de 8 millions de dollars et de 5 millions de dollars respectivement pour 2012 et 2011.

⁴ Déduction faite de recouvrements d'impôts de 41 millions de dollars et de 82 millions de dollars respectivement pour 2012 et 2011.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011 (ajustés – note 22)
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	367	338
Ajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement (note 4)	664	694
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 8)	725	704
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 8)	(651)	(509)
Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite (note 10)	406	456
Impôts reportés et autres charges à payer	51	(70)
Provision pour autres passifs	4	(16)
Provision pour restructuration (note 21)	-	21
Évaluation à la valeur de marché des instruments dérivés	206	24
Provision pour combustible nucléaire irradié et de faible activité et de moyenne activité	103	55
Actifs et passifs réglementaires (note 5)	(418)	(58)
Provision pour le matériel et les stocks	42	18
Divers	2	33
	1 501	1 690
Cotisations aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 8)	(182)	(250)
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires (note 8)	(198)	(172)
Remboursement des dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires (note 8)	70	59
Cotisations à la caisse de retraite et charge au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires (note 10)	(474)	(390)
Dépenses de restructuration (note 21)	(20)	(13)
Variation nette des autres actifs et passifs à long terme	7	89
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse (note 16)	172	166
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	876	1 179
Activités d'investissement		
Produit tiré de la cession de placements à long terme, montant net	24	-
Produit tiré de la cession d'immobilisations corporelles, montant net	-	7
Dépenses en immobilisations corporelles et actifs incorporels (notes 4 et 15)	(1 427)	(1 145)
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(1 403)	(1 138)
Activités de financement		
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 6)	775	1 056
Remboursement de la dette à long terme (note 6)	(405)	(377)
Diminution nette de la dette à court terme (note 7)	(60)	(345)
Distribution à un tiers au nom de l'actionnaire (note 14)	-	(14)
Flux de trésorerie provenant des activités de financement	310	320
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(217)	361
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	630	269
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	413	630

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011 (ajustés – note 22)
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	413	630
Montants à recevoir de parties liées (note 17)	442	426
Autres débiteurs et charges payées d'avance	125	100
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (notes 8 et 15)	27	20
Stocks de combustible (note 15)	505	655
Matières et fournitures (note 15)	90	82
Actifs réglementaires (note 5)	-	299
Impôts sur les bénéfices à recouvrer	63	58
Impôts reportés (note 9)	68	42
	1 733	2 312
Immobilisations corporelles (notes 4 et 15)	22 923	21 110
Moins : amortissement cumulé	7 063	6 477
	15 860	14 633
Actifs incorporels (notes 4 et 15)	380	363
Moins : amortissement cumulé	328	313
	52	50
Autres actifs		
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (notes 8 et 15)	12 690	11 878
Matières et fournitures à long terme (note 15)	355	380
Actifs réglementaires (note 5)	6 478	4 718
Participations dans des entités sous influence notable (note 19)	373	395
Autres actifs à long terme	60	77
	19 956	17 448
	37 601	34 443

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

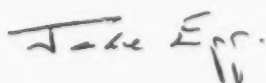
Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011 (ajustés - note 22)
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer (note 17)	891	825
Dette à court terme (note 7)	-	60
Tranche des revenus constatés d'avance échéant à moins de un an	12	12
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 6)	5	403
Passifs réglementaires (note 5)	-	130
	908	1 430
Dette à long terme (note 6)	5 109	4 341
Autres passifs		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (notes 8 et 15)	15 522	14 392
Passifs au titre des régimes de retraite (note 10)	3 621	2 847
Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite (note 10)	3 076	2 616
Créditeurs et charges à payer à long terme	707	546
Revenus constatés d'avance	150	120
Impôts reportés (note 9)	563	501
Passifs réglementaires (note 5)	41	24
	23 680	21 046
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 13) ¹	5 126	5 126
Bénéfices non répartis	3 757	3 390
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(979)	(890)
	7 904	7 626
	37 601	34 443

¹ Aux 31 décembre 2012 et 2011, il y avait 256 300 010 actions ordinaires en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars.


Engagements et éventualités (notes 5, 6, 9, 10, 11, 12 et 14)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,



L'honorable Jake Epp
Président du conseil d'administration



M. George Lewis
Administrateur

ÉTATS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2012	2011 <i>(ajustés – note 22)</i>
Actions ordinaires (note 13)	5 126	5 126
Bénéfices non répartis		
Solde au début de l'exercice	3 390	3 066
Bénéfice net	367	338
Distribution à un tiers au nom de l'actionnaire (note 14)	-	(14)
Solde à la fin de l'exercice	3 757	3 390
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
Solde au début de l'exercice	(890)	(567)
Autres éléments du résultat étendu de l'exercice	(89)	(323)
Solde à la fin de l'exercice	(979)	(890)
Total des capitaux propres à la fin de l'exercice	7 904	7 626

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Des exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») a été constituée le 1^{er} décembre 1998 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) et est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la « Province »). OPG est une entreprise ontarienne dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. L'objectif d'OPG est d'être le producteur d'électricité à faibles coûts le plus choisi en Ontario, en poursuivant trois grandes stratégies : l'excellence opérationnelle, l'excellence des projets et la durabilité financière.

2. MODE DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés ont été dressés et sont présentés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») et conformément aux règles et aux règlements de la Securities and Exchange Commission des États-Unis pour les états financiers annuels, comme l'exige le *Règlement de l'Ontario 395/11*, dans sa version modifiée, en vertu de la *Loi sur l'administration financière*, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2012. La Commission des valeurs mobilières de l'Ontario a aussi approuvé l'adoption par OPG des PCGR des États-Unis pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2012, mais avant le 1^{er} janvier 2015. Pour les périodes de présentation de l'information financière précédentes, y compris l'exercice clos le 31 décembre 2011, OPG a dressé ses états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR du Canada »), tels qu'ils sont présentés dans la Partie V du *Manuel de l'ICCA – Comptabilité*, de l'Institut Canadien des Comptables Agréés. La note 22 des états financiers consolidés fournit des renseignements sur l'incidence du passage des PCGR du Canada aux PCGR des États-Unis par OPG ainsi que l'information sur le rapprochement connexe. Tous les montants en dollars sont présentés en dollars canadiens.

Certains montants comparatifs de 2011 ont été reclassés par rapport aux états financiers antérieurement présentés, afin de les rendre conformes à la présentation des états financiers consolidés pour 2012. Ces reclassements, de même que les rapprochements avec les PCGR des États-Unis, sont présentés à la note 22, *Passage aux PCGR des États-Unis*.

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

Consolidation

Les états financiers consolidés de la Société comprennent les comptes d'OPG et de ses filiales à participation majoritaire ainsi qu'une entité à détenteurs de droits variables (« EDDV ») dont OPG est le principal bénéficiaire. Tous les soldes et les opérations intersociétés importants ont été éliminés au moment de la consolidation.

Lorsque OPG ne détient pas le contrôle d'un placement, mais qu'elle exerce une influence notable sur les politiques d'exploitation et de financement d'une entité émettrice, la participation est comptabilisée à la valeur de consolidation. OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Portlands Energy Centre (« PEC »), et OPG et ATCO Power Canada Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Brighton Beach. OPG comptabilise sa participation de 50 % dans chacune de ces entités sous contrôle conjoint à la valeur de consolidation.

Entités à détenteurs de droits variables

OPG effectue des analyses constantes pour déterminer si elle détient des EDDV. Les EDDV desquelles OPG est réputée être le principal bénéficiaire sont consolidées. Le principal bénéficiaire d'une EDDV a à la fois le pouvoir de diriger les activités de l'entité qui ont le plus d'incidence sur son rendement économique et l'obligation d'absorber les pertes de l'entité qui pourraient éventuellement être importantes pour la Société. Dans les cas où OPG n'est pas réputée être le principal bénéficiaire, l'EDDV n'est pas comptabilisée dans les états financiers consolidés d'OPG.

En 2002, OPG et d'autres producteurs canadiens de déchets nucléaires ont constitué la Société de gestion des déchets nucléaires (« SGDN ») conformément à la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* (« LDCN »). Le principal mandat à long terme de la SGDN est d'implanter une approche pour régler le problème de gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. En plus de ce mandat, la SGDN fournit des services de gestion de projets pour le projet de dépôt géologique en profondeur des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité d'OPG et d'autres services de gestion de la durée de vie des passifs nucléaires. OPG détient la majorité des droits de vote au conseil d'administration et au niveau des membres. De plus, selon la LDCN, les propriétaires de déchets de combustible nucléaire doivent mettre sur pied des fonds en fiducie et y verser des paiements en vue de l'implantation d'un plan de gestion à long terme. OPG fournit actuellement environ 90 % du financement de la SGDN, essentiellement pour le projet d'approche de gestion adaptative progressive pour la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. Ainsi, OPG absorbera la plupart des pertes prévues de la SGDN en assurant le financement futur au cas où il y aurait un manque à gagner. Par conséquent, OPG détient des droits variables dans la SGDN, dont elle est la principale bénéficiaire. Les montants applicables dans les comptes de la SGDN, après élimination de toutes les opérations intersociétés importantes, sont donc consolidés.

Utilisation des estimations de la direction

La préparation d'états financiers selon les PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants présentés des actifs et des passifs à la date des états financiers consolidés et sur les montants présentés des revenus et des charges au cours des périodes de présentation de l'information financière. La direction évalue régulièrement les estimations de la Société d'après les résultats passés, la conjoncture et les hypothèses jugées raisonnables au moment où elles sont faites, tout rajustement étant comptabilisé dans la période au cours de laquelle il survient. Des estimations importantes sont utilisées pour établir les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, les impôts sur les bénéfices (y compris les impôts reportés), les éventualités, les actifs et les passifs réglementaires, l'évaluation des instruments dérivés, la dotation aux amortissements et les stocks. Les montants réels pourraient grandement différer de ces estimations.

Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'argent en dépôt et les instruments du marché monétaire dont l'échéance est de moins de 90 jours à la date d'achat. Tous les autres instruments du marché monétaire dont l'échéance est de plus de 90 jours, mais de moins d'un an à la date d'achat, sont constatés comme des placements à court terme. Ces instruments sont évalués au coût ou à la valeur de marché, selon le moins élevé des deux montants.

Les intérêts gagnés sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les placements à court terme de 5 millions de dollars en 2012 (6 millions de dollars en 2011) à un taux réel moyen de 1,1 % (1,0 % en 2011) sont présentés en diminution des intérêts débiteurs dans les états des résultats consolidés.

Stocks

Les stocks, qui se composent de combustible et de matières et fournitures, sont évalués au coût ou à la valeur de marché, selon le moins élevé des deux montants. Le coût est établi en fonction du coût moyen pondéré pour le stock de combustible et du coût moyen pour les matières et les fournitures.

Immobilisations corporelles et actifs incorporels et amortissement

Les immobilisations corporelles et les actifs incorporels sont comptabilisés au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction et l'aménagement sont capitalisés dans le coût de l'immobilisation en fonction des taux d'intérêt sur la dette à long terme d'OPG.

Les taux d'amortissement utilisés pour les différentes catégories d'immobilisations sont fondés sur la durée de vie utile estimative des immobilisations. Les coûts d'enlèvement des immobilisations qui n'ont pas fait l'objet d'une provision spécifique au cours de la période considérée ou des périodes antérieures sont imputés aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les frais de réparation et de maintenance sont également imputés aux résultats au moment où ils sont engagés.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs et l'équipement de transport et de travail, qui pour la plupart, sont amortis selon la méthode de l'amortissement dégressif. Les actifs incorporels, qui sont constitués des principaux logiciels d'application, sont amortis selon la méthode linéaire. Au 31 décembre 2012, les périodes d'amortissement des immobilisations corporelles et des actifs incorporels se présentaient comme suit :

Centrales nucléaires et principales composantes	15 à 59 ans ¹
Centrales thermiques et principales composantes	25 à 48 ans
Centrales hydroélectriques et principales composantes	10 à 100 ans
Installations d'administration et de service	10 à 50 ans
Ordinateurs et équipement de transport et de travail – amortissement dégressif	9 % à 40 % par année
Principaux logiciels d'application	5 ans
Matériel de service	5 à 10 ans

¹ Au 31 décembre 2012, aux fins de l'amortissement, la fin de vie des centrales nucléaires Darlington, Pickering, Bruce A et Bruce B se situait entre 2019 et 2051. Les principales composantes sont amorties sur la durée de vie de la centrale ou sur la durée de vie des composantes, selon la plus courte des durées. Les changements apportés à la durée de vie des centrales aux fins de leur amortissement sont décrits à la rubrique *Modifications de méthodes et d'estimations comptables*.

Dépréciation des actifs à long terme

Les immobilisations corporelles sont soumises à un test de dépréciation chaque fois que des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable d'un actif pourrait ne pas être recouvrable. Le test se fonde sur la présence d'indications de dépréciation comme l'avantage économique futur des actifs et les conditions externes du marché. La valeur comptable nette des actifs est considérée être dépréciée si elle excède la somme des flux de trésorerie estimatifs non actualisés qui devraient être tirés de l'utilisation des actifs et de leur cession éventuelle. Si la somme des flux de trésorerie futurs prévus non actualisés est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur. La juste valeur est établie à partir des flux de trésorerie actualisés prévus si les cours du marché ne sont pas disponibles. La dépréciation est comptabilisée en résultats dans la période où elle est établie.

La valeur comptable des placements comptabilisés à la valeur de consolidation fait l'objet d'un examen pour établir s'il existe des indications de dépréciation. S'il y a eu dépréciation et que celle-ci est durable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur du placement.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et le *Règlement de l'Ontario 53/05* font en sorte qu'OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par les centrales hydroélectriques de base et par la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite. Depuis le 1^{er} avril 2008, les tarifs réglementés d'OPG pour ces installations réglementées sont déterminés par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »).

La CEO est une société d'État autofinancée. Son mandat et son autorité lui sont conférés par la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi de 1998 sur l'électricité* et un bon nombre d'autres lois provinciales. La CEO est un tribunal indépendant quasi judiciaire qui rend des comptes à l'organe législatif de la Province par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie. Elle réglemente les intervenants du marché dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité de la Province et exerce ses fonctions de réglementation au moyen d'audiences publiques et d'autres instances moins officielles comme des consultations.

Les PCGR des États-Unis reconnaissent que la réglementation des tarifs peut donner lieu à des avantages et à des obligations économiques dont le recouvrement auprès des consommateurs ou le remboursement à ces derniers sont exigés. Lorsque la Société détermine avoir une assurance suffisante que les coûts engagés seront recouverts dans l'avenir, ces coûts peuvent être reportés et comptabilisés comme un actif réglementaire. Lorsque la Société doit rembourser des sommes aux consommateurs dans l'avenir, y compris des sommes liées à des coûts qui n'ont pas été engagés et dont la CEO a prévu le recouvrement au moyen des tarifs réglementés courants, la Société comptabilise un passif réglementaire. Certains des actifs et passifs réglementaires comptabilisés par la Société ont trait à des comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO y compris ceux autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Les comptes d'écarts comptabilisent les écarts entre les coûts et les revenus réels par rapport aux montants prévus correspondants qui ont été approuvés au moment de l'établissement des tarifs réglementés. L'évaluation des actifs et des passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation du *Règlement de l'Ontario 53/05* et des décisions de la CEO. Les estimations et les hypothèses posées relativement à l'interprétation du règlement et des décisions de la CEO sont examinées dans le cadre du processus réglementaire de la CEO.

Les soldes d'actifs et de passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report dont l'inclusion dans les tarifs réglementés est approuvée par la CEO sont amortis sur les périodes de recouvrement approuvées. Les soldes rejetés, y compris les intérêts connexes, sont imputés aux résultats au cours de la période où la décision de la CEO est rendue. Des intérêts sont appliqués aux soldes réglementaires selon les taux prescrits par la CEO afin de comptabiliser les frais de financement qui devront être recouverts auprès des consommateurs ou remboursés à ces derniers.

Les soldes d'actifs et de passifs réglementaires approuvés par la CEO sont classés dans les actifs à court terme ou dans les passifs à court terme si leur recouvrement auprès des consommateurs ou leur remboursement à ces derniers est prévu avoir lieu dans les douze mois suivant la fin de la période de présentation de l'information financière, en fonction des périodes de recouvrement établies par la CEO. Tous les autres soldes d'actifs et de passifs réglementaires sont classés comme actifs ou passifs à long terme dans les bilans consolidés.

Se reporter aux notes 5, 8, 9 et 10 des présents états financiers consolidés pour des renseignements additionnels sur les décisions de la CEO, les actifs et passifs réglementaires et la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires

OPG constate des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles relativement à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, actualisées pour tenir compte de la valeur temporelle de l'argent. OPG estime le montant et le calendrier des décaissements futurs liés à ces activités en fonction des plans actuels d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Les passifs sont d'abord constatés à leur juste valeur estimative, fondée sur la valeur actualisée des coûts que l'on prévoit engager.

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (les « passifs nucléaires ») sont augmentés régulièrement du montant de la valeur actualisée de la tranche variable des coûts relatifs aux déchets nucléaires produits chaque année, par imputation aux charges d'exploitation. Les charges variables liées aux déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité sont imputées aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les charges variables relatives à l'évacuation et au stockage du combustible

nucléaire irradié sont imputées aux charges liées au combustible. Les passifs peuvent également être ajustés par suite de modifications des montants ou des échéanciers estimatifs des flux de trésorerie futurs sous-jacents. Au règlement des passifs, un gain ou une perte serait constaté.

La désactualisation découle du fait que les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires sont présentés à leur valeur actualisée nette. La charge de désactualisation correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs attribuable au passage du temps.

Le coût de mise hors service d'immobilisations est capitalisé par augmentation de la valeur comptable des immobilisations connexes. Le coût capitalisé est amorti sur la durée de service résiduelle des immobilisations connexes et inclus dans la dotation aux amortissements.

Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Conformément à l'accord en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (« ONFA ») conclu entre OPG et la Province, OPG a établi un fonds distinct pour combustible irradié (le « Fonds pour combustible irradié ») et un fonds distinct de déclasserement (le « Fonds de déclasserement ») (collectivement, les « Fonds nucléaires »). Le Fonds pour combustible irradié vise à financer les dépenses liées à l'évacuation des grappes de combustible nucléaire irradié fortement radioactif, tandis que le Fonds de déclasserement a été établi pour financer les dépenses liées à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à l'évacuation des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité. OPG conserve les Fonds nucléaires dans des comptes de garde en mains tierces qui sont distincts du reste de ses actifs.

Les placements d'OPG dans les Fonds nucléaires sont classés comme détenus à des fins de transaction. Les Fonds nucléaires sont évalués à la juste valeur selon le cours acheteur des titres de capitaux propres et des titres à revenu fixe sous-jacents et, dans le cas des portefeuilles de placements non traditionnels, à l'aide des techniques d'évaluation présentées à la note 12 des présents états financiers consolidés, les gains et les pertes étant comptabilisés en résultat net.

Placements dans OPG Ventures

Les placements détenus par la filiale en propriété exclusive de la Société OPG Ventures Inc. sont comptabilisés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur des placements sont incluses dans les revenus de la période pendant laquelle les variations se produisent. La juste valeur de ces placements fait l'objet d'une estimation à l'aide d'une méthode appropriée à la lumière de la nature, des faits et des circonstances propres à chaque placement, et elle tient compte de données et d'intrants du marché, d'hypothèses et d'estimations raisonnables. Voir la note 12 des présents états financiers consolidés pour en savoir plus sur les placements d'OPG dans OPG Ventures Inc.

Constatation des revenus

La production d'électricité d'OPG est entièrement vendue sur le marché de l'énergie au comptant en temps réel qui est administré par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE »). Les revenus sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est générée et mesurée à la SIERE.

Constatation des revenus – Production réglementée

Depuis le 1^{er} mars 2011, les revenus tirés de l'énergie produite par les centrales nucléaires détenues et exploitées par OPG sont fondés sur un tarif réglementé de 5,59 ¢/kWh en vertu de la décision et de l'ordonnance de la CEO émises respectivement en mars 2011 et en avril 2011 et portant sur la demande de nouveaux tarifs réglementés déposée par OPG en mai 2010. Ce tarif réglementé de la production nucléaire comprend un avenant tarifaire de 0,43 ¢/kWh au titre du recouvrement de soldes de comptes d'écarts et de report nucléaires approuvés sur des périodes de recouvrement autorisées par la CEO. Avec prise d'effet le 1^{er} mars 2011, les revenus tirés de l'énergie produite par les centrales hydroélectriques réglementées d'OPG sont fondés sur un tarif réglementé de 3,41 ¢/kWh en vertu d'une décision et d'une ordonnance de la CEO. Ce tarif réglementé pour l'énergie produite par les centrales

hydroélectriques réglementées est net d'un avenant tarifaire négatif de 0,17 ¢/kWh qui reflète le remboursement de soldes de comptes d'écarts approuvés liés aux centrales hydroélectriques réglementées. Dans sa décision de mars 2011 et son ordonnance d'avril 2011, la CEO a établi que les avenants tarifaires expireront le 31 décembre 2012.

En septembre 2012, OPG a déposé une demande auprès de la CEO afin d'obtenir le recouvrement des soldes des comptes d'écarts et de report nucléaires approuvés liés aux centrales hydroélectriques réglementées, y compris le solde au 31 décembre 2012 du compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis. Dans sa demande, OPG réclamait le recouvrement de ces soldes au moyen de nouveaux avenants tarifaires dès 2013. Dans sa demande, OPG a aussi réclamé qu'à compter du 1^{er} janvier 2013, le maintien en place de l'avenant tarifaire de 0,43 ¢/kWh s'applique aussi à sa production nucléaire de façon provisoire. Dans sa décision et son ordonnance du 6 novembre 2012, la CEO a accédé à la demande d'OPG quant au maintien provisoire de l'avenant tarifaire pour la production nucléaire et a aussi décidé que l'avenant tarifaire négatif pour l'énergie produite par les centrales hydroélectriques réglementées de 0,17 ¢/kWh pourrait expirer le 31 décembre 2012. L'avenant tarifaire existant pour la production nucléaire est devenu provisoire le 1^{er} janvier 2013 et sera maintenu jusqu'à la date de mise en œuvre des nouveaux avenants inclus dans la décision et l'ordonnance définitives de la CEO à l'égard de la demande d'OPG, qui tiendront compte des montants recouverts au moyen de l'avenant provisoire pour établir les nouveaux avenants. OPG poursuit les pourparlers avec les intervenants sur tous les aspects de sa demande tarifaire. Si une entente était conclue, un accord serait déposé auprès de la CEO pour son approbation. Il est aussi question de la demande d'OPG à la note 5 des présents états financiers consolidés.

Dans sa décision de mars 2011, la CEO a en outre approuvé le maintien du mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité existant, mais a indiqué qu'à compter du 1^{er} mars 2011, une partie des revenus nets qui en résultent devront être partagés avec les consommateurs. À cette fin, la CEO a établi le compte d'écarts relatifs au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité. Par ce mécanisme, OPG continue de recevoir le tarif réglementé approuvé pour la production nette moyenne mensuelle réelle d'énergie par heure des centrales hydroélectriques réglementées, et pour les heures où la production nette réelle d'énergie d'OPG en Ontario est supérieure ou inférieure au volume net moyen mensuel, les revenus tirés des installations hydroélectriques réglementées sont rajustés d'un montant égal à l'écart entre le volume net moyen par heure et la production nette réelle d'énergie des centrales hydroélectriques d'OPG multiplié par le prix du marché au comptant. Le compte d'écarts relatifs au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité comptabilise les revenus nets attribuables au mécanisme incitatif pour la production hydroélectrique qui doivent être remboursés aux consommateurs.

Pour la période du 1^{er} avril 2008 au 28 février 2011, les revenus tirés de la production des centrales nucléaires dont OPG est le propriétaire et l'exploitant ont été fondés sur un tarif réglementé de 5,50 ¢/kWh, y compris un avenant tarifaire de 0,20 ¢/kWh au titre du recouvrement de soldes de comptes d'écarts et de report nucléaires approuvés en vertu de la décision et de l'ordonnance de 2008 de la CEO. Conformément à cette décision et à cette ordonnance, les revenus tirés de la production hydroélectrique réglementée ont été fondés, à compter du 1^{er} avril 2008, sur un tarif réglementé de 3,67 ¢/kWh, qui inclut le recouvrement des comptes d'écarts approuvés des centrales hydroélectriques réglementées, et ils ont été assujettis au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité à compter du 1^{er} décembre 2008.

Les tarifs réglementés établis par la CEO en vigueur avant le 1^{er} mars 2011 et à compter de cette date ont été établis au moyen de la méthode fondée sur une prévision du coût du service. Cette méthode établit les prix réglementés en fonction des besoins de revenus en tenant compte des prévisions des coûts de production et des charges d'exploitation des centrales réglementées, et d'un rendement de la base tarifaire. La base tarifaire est un concept réglementaire qui représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels réglementés et une provision pour le fonds de roulement.

Constatation des revenus – Production non réglementée et revenus divers

L'électricité provenant des actifs non réglementés d'OPG reçoit le prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, à l'exception des endroits où une convention de recouvrement des coûts ou d'approvisionnement en énergie est en vigueur (« CAE »).

Les centrales Lambton et Nanticoke font l'objet d'une entente de soutien d'urgence avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »). L'entente est entrée en vigueur pour permettre le recouvrement des coûts liés à ces centrales alimentées au charbon après l'instauration de la stratégie de réduction des émissions de dioxyde de carbone d'OPG. La capacité et la production de la centrale Lennox ont été assujetties à une convention visant la centrale Lennox conclue avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») pour la période du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2012. En décembre 2012, l'OEO et OPG ont conclu une CAE à long terme visant la centrale Lennox pour la période du 1^{er} janvier 2013 au 30 septembre 2022. La CAE visant la centrale Lennox permet à la centrale de recouvrer ses coûts, y compris un rendement raisonnable, en fournissant de la capacité de production au réseau d'électricité de l'Ontario au cours des dix prochaines années.

À l'heure actuelle, OPG a conclu des CAE hydroélectriques avec l'OEO à l'égard des centrales Lac Seul et Ear Falls, de la centrale Healey Falls, des centrales Sandy Falls, Wawaitin, Lower Sturgeon et Hound Chute, ainsi que du projet de la rivière Lower Mattagami. Les paiements aux termes de la CAE hydroélectrique du projet Lower Mattagami débutent au moment où la première unité additionnelle est mise en service.

Les revenus tirés de ces centrales, qui sont assujettis à une entente de soutien d'urgence ou à une CAE hydroélectrique, sont comptabilisés conformément aux modalités de l'entente ou du contrat.

OPG vend et achète aussi de l'électricité sur les marchés interconnectés des provinces canadiennes avoisinantes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures figurent aux bilans consolidés à la valeur de marché, les gains et les pertes étant constatés dans les états des résultats consolidés. Les gains et les pertes sur contrats de négociation d'énergie (y compris ceux qui seront réglés physiquement) sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés. Ainsi, des achats d'électricité de 61 millions de dollars ont été déduits des revenus en 2012 (69 millions de dollars en 2011).

OPG tire ses revenus autres qu'énergétiques en vertu d'un contrat de location-exploitation et d'ententes liées conclus avec Bruce Power L.P., qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ils comprennent un revenu locatif et les revenus tirés des services d'analyse et de conception techniques, et des services auxiliaires et techniques. Les paiements minimums au titre de la location sont portés en résultats linéairement sur la durée du contrat de location.

De plus, les revenus autres qu'énergétiques englobent les revenus tirés de la vente d'isotopes et des locations immobilières. Les revenus tirés de ces activités sont constatés lorsque les services sont complètement rendus ou lorsque les produits sont livrés.

Dérivés

Tous les dérivés, y compris les dérivés incorporés qui doivent être comptabilisés de manière distincte, sont habituellement classés comme détenus à des fins de transaction et comptabilisés à la juste valeur dans les bilans consolidés. Les coûts de transaction des instruments financiers classés ou désignés comme détenus à des fins de transaction sont imputés aux résultats à mesure qu'ils sont engagés.

Les dérivés sont admissibles à la comptabilité de couverture s'ils respectent des exigences de documentation rigoureuses, et lorsque l'instrument dérivé désigné comme couverture devrait couvrir efficacement le risque faisant l'objet de la couverture pendant toute la durée de l'élément couvert. Au moment de la mise en place d'une relation de couverture, OPG documente la relation existant entre l'instrument de couverture et l'élément couvert, son objectif de gestion des risques et sa stratégie de couverture. Une évaluation est effectuée et documentée, d'abord au moment de la mise en place de la couverture, puis de manière continue, pour déterminer si les dérivés utilisés dans les

opérations de couverture sont très efficaces ou non pour compenser les variations attribuables aux risques couverts des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts.

Expressément pour les couvertures de flux de trésorerie, la portion du gain ou de la perte sur dérivé qui compense efficacement la variation du coût ou de la valeur de l'élément exposé au risque sous-jacent est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu, puis est reclassée dans le bénéfice net lorsque l'opération sous-jacente a lieu. Les gains et les pertes sur ces couvertures de taux d'intérêt sont comptabilisés en tant qu'ajustement des intérêts débiteurs se rapportant à la dette couverte. Les gains et les pertes qui ne répondent pas aux critères d'efficacité sont comptabilisés dans le bénéfice net de la période au cours de laquelle ils se produisent. Lorsqu'un instrument dérivé cesse d'être efficace à titre de couverture, tout gain ou toute perte reporté connexe est comptabilisé dans les résultats de la période considérée. Lorsqu'un élément couvert cesse d'exister, tout gain ou toute perte reporté qui y est associé est constaté dans l'état des résultats consolidé de l'exercice.

Une partie de la production non réglementée d'OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité associées à un marché au comptant de l'électricité de gros en Ontario. Tous les contrats dérivés qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés au bilan comme des actifs ou des passifs dérivés, à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les revenus de la colonne Divers (voir la note 11).

OPG se sert de quotas d'émissions pour gérer ses émissions dans les limites réglementaires prescrites. Les quotas d'émissions sont obtenus de la Province. Le coût historique des quotas est comptabilisé dans les stocks et imputé aux résultats, au coût moyen, dans les charges liées au combustible, selon les exigences.

Évaluations à la juste valeur

La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction conclue dans des conditions de concurrence normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Les évaluations à la juste valeur sont nécessaires pour refléter les hypothèses que les intervenants du marché utiliseraient pour établir le prix d'un actif ou d'un passif en fonction des meilleures informations disponibles. Ces hypothèses comprennent les risques inhérents à une technique d'évaluation en particulier, comme un modèle d'évaluation, et les risques inhérents aux données utilisées dans le modèle. OPG utilise une hiérarchie des évaluations à la juste valeur, qui regroupe les actifs et les passifs financiers en trois niveaux en fonction de l'objectivité relative des données employées pour évaluer la juste valeur, le niveau 1 correspondant au degré d'objectivité le plus élevé. Se reporter à la note 12 pour obtenir une présentation sur les évaluations à la juste valeur et sur la hiérarchie des évaluations à la juste valeur.

Conversion des monnaies étrangères

Les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date du bilan. Tout gain ou toute perte en résultant est constaté dans les revenus.

Recherche et développement

Les frais de recherche et de développement sont imputés aux résultats dans l'exercice où ils sont engagés. Les frais de recherche et de développement engagés pour régler des obligations à long terme, comme les passifs liés à la gestion des déchets nucléaires, pour lesquels des provisions spécifiques existent déjà, sont imputés au passif correspondant.

Contrats de location

Aux fins de la présentation de l'information financière, les contrats de location sont évalués et classés comme contrats de location-exploitation ou comme contrats de location-acquisition. Les contrats de location-acquisition, qui ont pour effet de transférer pratiquement tous les risques et avantages inhérents à la propriété du bien loué, sont portés au bilan, au commencement du contrat, à la juste valeur du bien loué ou, si elle est moins élevée, à la valeur

actualisée des paiements minimums au titre de la location. Les contrats de location-acquisition sont amortis sur la durée de vie utile estimative de l'actif ou sur la durée du contrat, selon la plus courte des deux.

Les contrats de location qui font en sorte que le bailleur conserve la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont classés comme des contrats de location-exploitation. Les paiements effectués dans le cadre d'un contrat de location-exploitation, sauf les loyers conditionnels, sont comptabilisés à titre de charges à l'état des résultats consolidé de manière linéaire sur la durée du contrat de location. Lorsque le montant des charges locatives comptabilisées est inférieur aux paiements de loyers réels, l'excédent des paiements de loyers est comptabilisé comme revenus constatés d'avance et est présenté au passif dans les bilans consolidés.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Les avantages complémentaires de retraite offerts par OPG se composent d'un régime de retraite agréé contributif à prestations déterminées, d'un régime de retraite complémentaire à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite, qui comprennent une assurance-vie collective et une assurance de soins de santé, ainsi qu'une assurance en cas d'invalidité prolongée. Des avantages complémentaires de retraite sont aussi offerts par la SGDN. L'information sur les programmes d'avantages complémentaires de retraite de la Société est présentée sur une base consolidée.

OPG constate ses obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite conformément aux PCGR des États-Unis. Les obligations au titre des coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont établies selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services. L'obligation au titre des prestations d'invalidité prolongée est calculée au moyen de la méthode de répartition des prestations selon une capitalisation à l'échéance. Les obligations au titre des prestations constituées et des avantages complémentaires de retraite dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les ajustements provenant de modifications des régimes, les modifications des hypothèses, les gains ou les pertes actuariels, le niveau des salaires, l'inflation et la hausse des prix.

Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite sont déterminés chaque année par des actuaires indépendants, à partir des meilleures hypothèses de la direction.

Les hypothèses sont des intrants importants des modèles actuariels qui évaluent les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Deux principales hypothèses, soit le taux d'actualisation et l'inflation, constituent des éléments importants dans le calcul du coût et des obligations relatifs aux prestations. En outre, le taux de rendement prévu des actifs des régimes est une hypothèse importante dans l'établissement des coûts des régimes de retraite agréés. Ces hypothèses, de même que d'autres hypothèses touchant des facteurs démographiques comme l'âge à la retraite, le taux de mortalité et le taux de roulement du personnel, sont réévaluées régulièrement par la direction de concert avec des actuaires indépendants. Au cours du processus d'évaluation, les hypothèses sont mises à jour pour refléter l'historique et les prévisions. Les résultats réels pour tout exercice différeront souvent des hypothèses actuarielles en raison de facteurs économiques et autres. Selon les PCGR des États-Unis, l'incidence de ces réévaluations et de ces écarts sur les obligations au titre des prestations respectives est cumulée et amortie sur les périodes futures pour les prestations de retraite et les avantages complémentaires de retraite, et l'incidence de ces réévaluations et de ces écarts est immédiatement comptabilisée comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés pour les prestations d'invalidité prolongée.

Les taux d'actualisation, qui sont représentatifs du rendement d'obligations de sociétés notées AA, sont utilisés pour calculer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus à la date d'évaluation afin d'établir les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes d'avantages sociaux de la Société. Un taux d'actualisation moins élevé se traduit par une augmentation des obligations au titre des prestations et des coûts des avantages. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes est fondé sur la répartition actuelle et prévue des actifs, de même que sur le rendement prévu tenant compte des risques et rendements historiques à long terme de chaque catégorie d'actifs qui

compose le portefeuille des régimes. Un taux de rendement moins élevé des actifs des régimes fait augmenter les coûts des régimes de retraite.

Les actifs de la caisse de retraite se composent de titres de capitaux propres et de titres d'emprunt de gouvernements et de sociétés, de placements dans des biens immobiliers et des infrastructures et d'autres placements. Ces actifs sont gérés par des gestionnaires de portefeuille professionnels. La caisse de retraite n'investit pas dans les titres de capitaux propres ou les titres d'emprunt émis par OPG. Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à des valeurs liées au marché afin d'établir l'amortissement des gains ou des pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. Une valeur liée au marché tient compte des gains et des pertes découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.

Les coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprennent les coûts des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, les ajustements liés aux modifications des régimes et les ajustements liés aux gains et aux pertes actuariels, qui découlent de modifications d'hypothèses, et les gains et pertes actuariels. Les coûts des prestations au titre des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par le régime jusqu'à la pleine admissibilité. Les coûts des prestations au titre des services passés résultant des modifications à l'assurance en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, l'excédent du gain net cumulatif non amorti (ou de la perte nette cumulative non amortie) sur 10 % de l'obligation au titre des prestations ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes, selon le plus élevé des deux montants, est amorti sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés, étant donné qu'OPG prévoit réaliser les avantages économiques connexes au cours de cette période. Les gains ou les pertes actuariels liés à l'assurance en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés dans les coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés.

OPG présente au bilan la situation de capitalisation de ses régimes à prestations déterminées. La situation de capitalisation correspond à la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations pour chaque régime.

Les gains ou les pertes actuariels et les coûts des services passés, ou les crédits accordés au titre des services passés, qui surviennent au cours de l'exercice et qui ne sont pas comptabilisés immédiatement à titre de composantes du coût des prestations sont comptabilisés comme des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices. Ces montants non amortis dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont par la suite reclassés et comptabilisés comme coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, tel qu'il est mentionné plus haut.

OPG comptabilise un actif réglementaire compensatoire pour la partie des ajustements au cumul des autres éléments du résultat étendu qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés afin de tenir compte du recouvrement prévu de ces montants dans les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Pour la partie recouvrable qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés, OPG comptabilise une variation correspondante de l'actif réglementaire pour refléter le montant des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu et pour refléter le reclassement du cumul des autres éléments du résultat étendu dans le coût des prestations au cours de la période.

Lorsque la constatation d'une mutation d'employés et du transfert des avantages sociaux connexes se traduit par une compression de régime et par un règlement des obligations, la compression est comptabilisée avant le règlement. On désigne par « compression » la perte du droit par les employés de constituer des prestations futures dans le cadre du régime. On entend par « règlement » l'annulation d'une obligation dans le cadre du régime.

Impôts sur les bénéfices et crédits d'impôt à l'investissement

OPG est exonérée de l'impôt en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Toutefois, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser à la SFIEO des paiements en remplacement de l'impôt sur les bénéfices des sociétés. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario) dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité* et les règlements connexes. OPG verse donc des impôts d'un montant semblable au montant qu'elle devrait verser en vertu des lois fiscales fédérale et provinciale de l'Ontario.

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Selon la méthode axée sur le bilan, les actifs et les passifs d'impôts reportés sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs. Les montants reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur et selon les lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts temporaires devraient se résorber ou se régler. L'incidence d'une modification du taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts reportés est imputée aux résultats dans la période où la modification entre en vigueur.

Si la direction établit qu'il est plus probable qu'improbable qu'une partie ou la totalité de l'actif d'impôts reportés ne pourra être réalisée, une provision pour moins-value est comptabilisée pour ramener le solde au montant qui devrait se réaliser.

OPG constate les impôts reportés associés à ses activités à tarifs réglementés et comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire au titre des impôts reportés qui devraient être récupérés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle.

Les économies d'impôts liées aux positions fiscales prises, ou devant être prises, dans une déclaration de revenus et les crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisés seulement lorsque le seuil « plus probable qu'improbable » est atteint. Les économies d'impôts et les crédits d'impôt à l'investissement sont mesurés en fonction du montant le plus élevé dont la probabilité qu'il soit réalisé lors du règlement est supérieure à 50 %.

Les crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisés en réduction de la charge d'impôts. OPG classe les intérêts et les pénalités liés aux économies d'impôts non constatées comme charge d'impôts.

Modifications de méthodes et d'estimations comptables

Présentation du résultat étendu

Le 1^{er} janvier 2012, OPG a adopté les modifications du Topic 220 de l'Accounting Standards Codification (« ASC »), intitulé *Comprehensive Income* (« Topic 220 de l'ASC »). La norme révisée exige d'une entité qu'elle rende compte des éléments du résultat étendu soit dans un état continu du résultat étendu, soit dans deux états distincts mais consécutifs. OPG continue de rendre compte des éléments du résultat étendu dans un état distinct mais consécutif.

Évaluations à la juste valeur

Le 1^{er} janvier 2012, OPG a adopté les modifications du Topic 820 de l'ASC, intitulé *Fair Value Measurements and Disclosures*. La modification ne porte pas sur les éléments devant être évalués à la juste valeur, mais établit des exigences communes pour l'évaluation de la juste valeur et les informations à fournir à propos des évaluations à la juste valeur. L'adoption de ces modifications n'a pas eu d'incidence sur les résultats d'exploitation ni sur la situation financière d'OPG.

Durées de vie utile des actifs à long terme

Actifs nucléaires

OPG passe régulièrement en revue les durées de vie utile estimatives des actifs de production. Dans le cadre du projet de maintien en activité des centrales Pickering, OPG a confirmé, au quatrième trimestre de 2012, ses plans pour le maintien en activité des centrales Pickering. Cette confirmation s'est traduite par un changement des durées de vie utile des centrales Pickering aux fins du calcul de l'amortissement à compter du 31 décembre 2012. En conséquence du projet de maintien en activité des centrales Pickering et d'autres considérations, les durées de vie utile aux fins comptables des centrales Bruce ont été prolongées. Ces centrales sont présentement louées à Bruce Power L.P. À compter du 31 décembre 2012, les nouvelles durées de vie utile estimatives de ces centrales ont amené une hausse de l'estimation des passifs nucléaires de 451 millions de dollars, qui a entraîné une augmentation du solde des immobilisations de 449 millions de dollars liée au coût de mise hors service d'immobilisations et une augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 2 millions de dollars. En outre, les nouvelles durées de vie utile estimatives ont donné lieu à une augmentation de 249 millions de dollars du dérivé constituant un passif incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce Power (le « contrat de location des centrales Bruce ») conclu le 31 décembre 2012.

L'incidence sur l'état des résultats des variations des passifs nucléaires et du dérivé constituant un passif est largement compensée par le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce et le compte de report des passifs nucléaires autorisés par la CEO, sauf pour ce qui est de l'incidence de l'amortissement relatif aux soldes d'immobilisations attribuables aux composantes corporelles des centrales Pickering.

Pour ce qui est du solde des immobilisations attribuables aux composantes corporelles, les nouvelles durées de vie devraient faire diminuer la dotation aux amortissements pour les actifs existants des centrales Pickering de 35 millions de dollars en 2013 et de 21 millions de dollars en 2014.

Actifs thermiques

À la suite de l'annonce faite par le ministère de l'Énergie de devancer la date de fermeture des dernières unités alimentées au charbon des centrales Lambton et Nanticoke, OPG a ramené de décembre 2014 à décembre 2013 dans les deux cas la date de fin de vie aux fins du calcul de l'amortissement. Cette modification d'estimation aura pour effet d'augmenter la dotation aux amortissements pour 2013 de 58 millions de dollars, ce qui reflète la comptabilisation devancée de la dotation qui était prévue pour 2014. Cette augmentation devrait être compensée par les revenus tirés de l'entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO.

Désuétude des matériaux et fournitures thermiques

En raison de la révision des dates de fin de vie, OPG a revu la provision pour désuétude des matériaux et des fournitures relative aux centrales Lambton et Nanticoke. Tous les matériaux et les fournitures qui ne devraient pas être utilisés d'ici la date de fermeture, le 31 décembre 2013, seront passés dans la provision pour désuétude de manière linéaire en 2013. Cette modification d'estimation devrait avoir pour effet de hausser les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 11 millions de dollars en 2013. Cette hausse sera contrebalancée par une augmentation correspondante des revenus de 11 millions de dollars, puisque ces charges sont recouvrables aux termes de l'entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations thermiques

En septembre 2011, OPG a procédé à l'examen des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour la majorité des centrales thermiques en exploitation d'OPG et la centrale déclassée R.L. Hearn.

Par suite de cet examen, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations estimatives selon les PCGR des États-Unis ont été accrues de 171 millions de dollars en date du 30 septembre 2011, principalement en raison d'une hausse de l'estimation des coûts de démolition. Cet accroissement des obligations liées à la mise hors service

d'immobilisations a entraîné la comptabilisation d'une augmentation de 90 millions de dollars des immobilisations corporelles au 30 septembre 2011 et une hausse des autres pertes de 81 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2011. Les autres pertes tenaient compte de la baisse de valeur des coûts de mise hors service des immobilisations des centrales Atikokan, Lennox et Thunder Bay qui n'étaient pas soutenus par les flux de trésorerie associés à ces centrales.

De plus, par suite de cet examen, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations estimatives calculées selon les PCGR des États-Unis pour la centrale R.L. Hearn ont diminué de 18 millions de dollars au 30 septembre 2011. Cette diminution des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations découle de la comptabilisation d'une baisse de 3 millions de dollars des immobilisations corporelles et des autres revenus de 15 millions de dollars pour la centrale déclassée.

L'examen des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations a aussi occasionné une modification d'estimation quant à la valeur de récupération de la ferraille de certaines centrales thermiques. Par suite de la modification d'estimation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et de la valeur de récupération, la dotation aux amortissements pour 2012 a été abaissée de 6 millions de dollars. OPG tient compte de l'incidence du moment prévu pour le déclassement des centrales thermiques étant donné l'annonce, faite par la Province, de devancer la date de fermeture des centrales Lambton et Nanticoke à la fin de 2013, l'attribution aux unités du statut d'unités de réserve et leur possible conversion future.

Prises de position comptables récentes

Résultat étendu – Présentation de montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu

En février 2013, le Financial Accounting Standards Board a publié une mise à jour du Topic 220 de l'ASC, qui impose de nouvelles informations à fournir pour les éléments reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu. Les entités doivent présenter par composante les informations sur les éléments importants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu, soit dans l'état des résultats consolidé ou séparément dans les notes afférentes aux états financiers, avec un renvoi au poste touché à l'état des résultats consolidé. OPG appliquera les modifications pour ses périodes financières ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013.

4. IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET ACTIFS INCORPORELS ET AMORTISSEMENT

La dotation aux amortissements pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2012	2011 <i>(ajustés – note 22)</i>
Amortissement	480	507
Amortissement des actifs incorporels	15	13
Amortissement des actifs et passifs réglementaires <i>(note 5)</i>	169	174
	664	694

Les immobilisations corporelles aux 31 décembre étaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2012	2011 <i>(ajustés – note 22)</i>
Centrales nucléaires	8 809	8 254
Centrales hydroélectriques réglementées	4 548	4 538
Centrales hydroélectriques non réglementées	4 140	4 096
Centrales thermiques	1 541	1 534
Autres immobilisations corporelles	383	371
Constructions en cours	3 502	2 317
	22 923	21 110
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	6 856	6 288
Autres immobilisations corporelles	207	189
	7 063	6 477
	15 860	14 633

Les constructions en cours aux 31 décembre étaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2012	2011
Tunnel de Niagara	1 353	1 122
Lower Mattagami	1 355	766
Remise en état de la centrale Darlington	354	127
Conversion à la biomasse de la centrale Atikokan	59	5
Divers	381	297
	3 502	2 317

Les actifs incorporels aux 31 décembre étaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2012	2011 <i>(ajustés – note 22)</i>
Centrales nucléaires	112	101
Centrales hydroélectriques non réglementées	7	6
Centrales thermiques	2	2
Autres actifs incorporels	249	244
Aménagement en cours	10	10
	380	363
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	95	87
Autres actifs incorporels	233	226
	328	313
	52	50

La dotation aux amortissements totale estimative pour les actifs incorporels présentement comptabilisée pour les cinq années à venir est comme suit :

(en millions de dollars)	2013	2014	2015	2016	2017
Dotation aux amortissements	13	10	8	5	1

Les intérêts capitalisés dans les travaux de construction et d'aménagement en cours à un taux moyen de 5 % en 2012 (5 % en 2011) ont été de 126 millions de dollars (86 millions de dollars en 2011).

5. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Dans sa décision de mars 2011 et son ordonnance d'avril 2011, la CEO a approuvé, sans rajustement, la demande d'OPG de pouvoir utiliser les soldes des comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2010. Ces comptes sont approuvés depuis le 1^{er} avril 2008 par les décisions et les ordonnances rendues par la CEO, y compris ceux approuvés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Au cours de la période du 1^{er} mars 2011 au 31 décembre 2012, la Société a amorti ces soldes approuvés sur les périodes de recouvrement autorisées par la CEO dans cette décision et cette ordonnance. Tout manque ou recouvrement en trop des soldes approuvés en raison des écarts entre la production réelle et la production prévue a été comptabilisé dans les comptes autorisés d'écarts et de report relatifs aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production hydroélectrique et nucléaire et sera, selon le cas, recouvré auprès des consommateurs ou remboursé à ceux-ci, dans le futur.

De plus, dans sa décision de mars 2011, la CEO a autorisé, avec prise d'effet le 1^{er} mars 2011, le maintien des comptes d'écarts et de report existants, à l'exception du compte d'écarts des coûts du combustible nucléaire, qui a été supprimé à cette date. Le 1^{er} mars 2011, la CEO a aussi établi le compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire et, comme il est exposé à la note 3 des présents états financiers consolidés, le compte d'écarts relatifs au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité.

En septembre 2012, OPG a demandé l'autorisation, y compris l'autorisation provisoire à compter du 1^{er} janvier 2013, de maintenir le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des autres avantages complémentaires de retraite, tant que les tarifs réglementés actuels, à l'exclusion des avenants tarifaires, établis par la décision de mars 2011 de la CEO, sont en vigueur. Dans sa décision et son ordonnance de novembre 2012, la CEO a accepté la demande d'OPG de maintenir le compte provisoirement. Grâce à cette approbation, OPG peut comptabiliser dans le compte des montants aux fins de recouvrement futur, pendant la période allant du 1^{er} janvier 2013 à la date de la décision et de l'ordonnance définitives de la CEO à l'égard de la prolongation du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, et sous réserve de cette dernière. Conformément à la décision de mars 2011 de la CEO, OPG continue également à comptabiliser des montants dans d'autres comptes d'écarts et de report pour les périodes postérieures au 31 décembre 2012. OPG poursuit les pourparlers avec les intervenants sur tous les aspects de sa demande tarifaire. Si une entente était conclue, un accord serait déposé auprès de la CEO pour son approbation.

Au cours de la période du 1^{er} janvier 2011 au 28 février 2011, la Société a constaté des ajouts aux comptes d'écarts et de report comme l'y a autorisé la CEO dans ses décisions depuis le 1^{er} avril 2008 et, conformément à la décision de 2008 de la CEO sur les tarifs réglementés, a amorti les soldes des comptes au 31 décembre 2007, lesquels ont été comptabilisés conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*.

En 2012 et en 2011, OPG a comptabilisé des intérêts sur les soldes des comptes d'écarts et de report non réglés, au taux d'intérêt de 1,47 % par année prescrit par la CEO.

Les actifs et les passifs réglementaires comptabilisés aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2012	2011 <i>(ajustés – note 22)</i>
Actifs réglementaires		
<i>Comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO</i>		
Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	324	96
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	311	196
Compte d'écarts de pertes fiscales	302	425
Compte de report des passifs nucléaires	208	22
Compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis	63	-
Autres comptes d'écarts et de report	108	26
	1 316	765
 Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 10)	4 494	3 553
Impôts reportés (note 9)	668	699
 Total des actifs réglementaires	6 478	5 017
Moins : tranche à court terme	-	299
 Actifs réglementaires à long terme	6 478	4 718
 Passifs réglementaires		
<i>Comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO</i>		
Compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes	35	49
Autres comptes d'écarts et de report	6	105
 Total des passifs réglementaires	41	154
Moins : tranche à court terme	-	130
 Passifs réglementaires à long terme	41	24

La variation des actifs et des passifs réglementaires pour 2012 et 2010 s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	Écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	Écarts de pertes fiscales	Report des passifs nucléaires	Report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis	Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Impôts reportés	Écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes	Autres écarts et report (montant net)
Actifs (passifs) réglementaires au 1^{er} janvier 2011 (ajustés – note 22)	-	250	492	39	-	2 254	727	(40)	(141)
Variations au cours de l'exercice	95	56	33	-	-	1 299	(28)	(26)	18
Intérêts	1	3	7	1	-	-	-	(1)	(2)
Amortissement de l'exercice	-	(113)	(107)	(18)	-	-	-	18	46
Actifs (passifs) réglementaires au 31 décembre 2011 (ajustés – note 22)	96	196	425	22	-	3 553	699	(49)	(79)
Variations au cours de l'exercice	225	248	-	206	62	941	(31)	(7)	87
Intérêts	3	3	5	1	1	-	-	(1)	-
Amortissement de l'exercice	-	(136)	(128)	(21)	-	-	-	22	94
Actifs (passifs) réglementaires au 31 décembre 2012	324	311	302	208	63	4 494	668	(35)	102

Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

La CEO a établi le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dans sa décision et son ordonnance de juin 2011, acquiesçant à la requête d'OPG sollicitant la revue et la modification de la décision de mars 2011 de la CEO pour ce qui est de la réévaluation des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Le compte d'écarts comprend les écarts entre les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite réels pour les activités à tarifs réglementés, calculés conformément aux PCGR du Canada, et les incidences fiscales connexes et les coûts correspondants inclus dans les tarifs réglementés actuels. La décision et l'ordonnance de juin 2011 de la CEO ont établi le compte pour la période du 1^{er} mars 2011 au 31 décembre 2012. Dans sa demande de septembre 2012 sollicitant l'approbation de la CEO pour recouvrer les soldes des comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2012, OPG a réclamé l'autorisation de maintenir le compte d'écarts tant que les tarifs réglementés actuels, à l'exclusion des avenants tarifaires, sont en vigueur.

Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, OPG doit inclure l'écart entre ses revenus et ses coûts relatifs à ses deux centrales nucléaires louées à Bruce Power L.P. pour le calcul des tarifs réglementés de la production des centrales nucléaires réglementées d'OPG. La CEO a établi un compte d'écarts qui enregistre les écarts entre les

revenus et coûts réels liés aux centrales nucléaires louées à Bruce Power L.P. et les revenus et coûts prévus qui sont inclus dans les tarifs réglementés pour la production nucléaire approuvés.

Dans sa décision de mars 2011, la CEO a approuvé le recouvrement du solde du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce au 31 décembre 2010, sur une période de 22 mois prenant fin le 31 décembre 2012. Par conséquent, depuis le 1^{er} mars 2011, OPG a amorti l'actif réglementaire au titre de ce compte de manière linéaire sur cette période.

Compte d'écarts de pertes fiscales

Le compte d'écarts de pertes fiscales autorisé par la CEO en mai 2009 et qui a pris effet le 1^{er} avril 2008 est lié au traitement des pertes fiscales et à leur utilisation aux fins d'atténuation. Conformément à la décision de mai 2009 de la CEO sur la requête d'OPG sollicitant la revue et la modification de la décision de 2008 de la CEO relative aux tarifs réglementés d'OPG, ce compte a comptabilisé, jusqu'au 1^{er} mars 2011, l'écart entre le montant de l'atténuation inclus dans les tarifs réglementés approuvés établis par la décision de 2008 de la CEO et la réduction des besoins de revenus provenant des pertes fiscales reportées en avant, recalculées en fonction de la décision de 2008 de la CEO. Seuls les intérêts et l'amortissement sont comptabilisés dans ce compte depuis le 1^{er} mars 2011.

Dans sa décision de mars 2011, la CEO a autorisé le recouvrement du solde du compte au 31 décembre 2010 sur une période de 46 mois prenant fin le 31 décembre 2014. Par conséquent, depuis le 1^{er} mars 2011, OPG a comptabilisé l'amortissement relatif à ce compte de manière linéaire sur cette période.

Compte de report des passifs nucléaires

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO a approuvé le compte de report des passifs nucléaires relatif aux variations des passifs d'OPG liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et des passifs liés au déclassement des centrales nucléaires, et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité associée aux centrales nucléaires détenues et exploitées par OPG, qui comprennent les centrales nucléaires Pickering et Darlington. Le compte de report comptabilise l'incidence sur les besoins de revenus des variations de ces passifs attribuable à un plan de référence approuvé, selon les modalités de l'ONFA.

En 2011, l'estimation faite par OPG des passifs liés à la gestion du combustible nucléaire irradié, des passifs liés au déclassement de centrales nucléaires et des passifs liés à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité au 31 décembre 2011 a été mise à jour à la suite du processus de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA. En 2012, la Province a approuvé, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, le plan de référence en vertu de l'ONFA de 2012 pour la période de 2012 à 2016. Par conséquent, OPG a enregistré une hausse de l'actif réglementaire au titre du compte de report des passifs nucléaires en 2012. L'actif réglementaire représente l'incidence sur les besoins de revenus de la hausse des passifs pour les centrales nucléaires détenues et exploitées par OPG attribuable au plan de référence en vertu de l'ONFA de 2012, qui est approuvé pour la période commençant le 1^{er} janvier 2012.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, les éléments suivants ont été comptabilisés à titre de composantes de l'actif réglementaire pour le compte de report des passifs nucléaires relativement à cette hausse des passifs, accompagnés de réductions des charges correspondantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	2012
Charges liées au combustible	25
Charges variables liées à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité ¹	1
Dotation aux amortissements	98
Rendement de la base tarifaire ²	22
Intérêts	1
Impôts sur les bénéfices	60
	207

¹ Le montant a été comptabilisé en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

² Le montant a été comptabilisé en réduction de la désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires.

Avant le 1^{er} avril 2008, OPG a comptabilisé un actif réglementaire au titre du compte de report des passifs nucléaires relativement à la hausse des passifs liés à la gestion du combustible nucléaire irradié, des passifs liés au déclassement des centrales nucléaires et des passifs liés à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité constatés au 31 décembre 2006, par suite du processus de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA de 2006. Dans sa décision de mars 2011, la CEO a autorisé le recouvrement du solde résiduel du compte de report des passifs nucléaires au 31 décembre 2010 qui se rapporte à l'augmentation des passifs, sur une période de 22 mois prenant fin le 31 décembre 2012. Par conséquent, depuis le 1^{er} mars 2011, OPG a amorti l'actif réglementaire au titre du compte de report des passifs nucléaires de manière linéaire sur cette période.

Compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis

En décembre 2011, OPG a déposé auprès de la CEO une demande d'ordonnance comptable afin de pouvoir établir un compte de report pour comptabiliser l'incidence financière découlant du passage aux PCGR des États-Unis et de l'application de ceux-ci. La CEO a acquiescé à la demande d'OPG, autorisant le compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis dans sa décision et son ordonnance du 2 mars 2012. Dans sa décision et son ordonnance, la CEO stipule que l'utilisation du compte est conditionnelle à l'approbation, par la CEO, de l'utilisation des PCGR des États-Unis par OPG à des fins réglementaires, ce pour quoi OPG a ensuite déposé une demande auprès de la CEO en septembre 2012.

Le compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis est en vigueur du 1^{er} janvier 2012 jusqu'à la date de prise d'effet de la prochaine ordonnance de la CEO établissant les tarifs réglementés d'OPG. Les montants comptabilisés dans le compte représentent la portion réglementée de la hausse du passif pour certains coûts liés aux avantages complémentaires de retraite, en raison du passage aux PCGR des États-Unis, comptabilisés par OPG en date du 1^{er} janvier 2011 et pour la période du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2012, ainsi que les incidences fiscales connexes.

Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

Les tarifs réglementés pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG sont établis par la CEO au moyen d'une méthode fondée sur une prévision du coût du service et reflètent les montants des coûts liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite attribuables à ces installations. Ces montants sont déterminés d'après la comptabilisation de ces coûts dans les états financiers consolidés d'OPG. Les montants non amortis relativement aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite d'OPG qui sont constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu ne sont habituellement pas reflétés dans les tarifs réglementés avant que les montants soient reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu et comptabilisés comme des composantes d'amortissement du coût des avantages liés à ces régimes. Ainsi, OPG comptabilise un

actif réglementaire compensatoire pour les montants non amortis du cumul des autres éléments du résultat étendu qui n'ont pas encore été reclassés au coût des avantages. L'actif réglementaire est contrepassé, au fur et à mesure que les soldes non amortis sous-jacents sont amortis comme des composantes du coût des avantages.

Il est question de la comptabilisation des pertes actuarielles nettes non amorties et des coûts non amortis des services passés attribuables au passage aux PCGR des États-Unis dans les notes 3, 10 et 21. Les montants du cumul des autres éléments du résultat étendu qui se rapportent aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite sont présentés à la note 10.

Impôts reportés

OPG est tenue de constater les impôts reportés associés à ses activités à tarifs réglementés, y compris les impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux actifs et passifs réglementaires constatés à des fins comptables. De plus, OPG est tenue de constater un actif ou un passif réglementaire distinct au titre du montant d'impôts reportés devant être inclus dans les tarifs réglementés futurs et recouvré auprès des clients ou payé à ceux-ci.

Compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes

La CEO a autorisé l'établissement d'un compte d'écarts aux fins de la comptabilisation des variations des impôts sur les bénéfices, de l'impôt sur le capital et de certaines autres charges fiscales qui se rapportent aux secteurs à tarifs réglementés, comparativement aux charges approuvées par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés, ces variations étant dues aux modifications apportées aux taux d'imposition ou aux règles de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) ou de la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario), dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité*, ainsi qu'aux nouvelles cotisations d'impôt. Sont comprises dans le compte les variations dues aux nouvelles cotisations pour des années d'imposition antérieures qui ont une incidence sur les impôts exigibles qui se rapportent aux activités à tarifs réglementés pour les exercices postérieurs au 31 mars 2008. De plus, le compte d'écarts comptabilise certains changements aux charges d'impôt foncier.

La décision de 2011 de la CEO a autorisé le remboursement du solde dans ce compte d'écarts au 31 décembre 2010 sur une période de 22 mois prenant fin le 31 décembre 2012. Par conséquent, avec prise d'effet le 1^{er} mars 2011, l'amortissement de ce solde est constaté linéairement sur cette période.

Autres comptes d'écarts et de report

Au 31 décembre 2012, les actifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comportaient des montants pour le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires, le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires, le compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques et le compte d'écarts de remise en état de la capacité.

Le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires a été autorisé par la CEO pour comptabiliser les écarts entre les revenus nets réels tirés des services auxiliaires hydroélectriques réglementés et nucléaires et les revenus prévus approuvés par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés.

Le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires a été établi conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05* et comptabilise les écarts entre les coûts réels autres qu'en capital engagés par OPG pendant la planification et la préparation de l'aménagement de nouvelles centrales nucléaires proposées et le montant prévu de ces coûts inclus dans les tarifs réglementés actuels pour la production nucléaire.

Le compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques comptabilise l'incidence des variations de la production d'hydroélectricité réglementée attribuables aux écarts entre les conditions hydrologiques prévues utilisées dans le calcul des prévisions de production d'hydroélectricité approuvées par la CEO afin d'établir les tarifs réglementés actuels pour la production hydroélectrique réglementée et les conditions hydrologiques réelles.

Le compte d'écarts de remise en état de la capacité a été autorisé par la CEO en date du 1^{er} avril 2008 conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05* et comprend les écarts par rapport aux coûts prévus, reflétés dans les tarifs réglementés actuels, qui se rapportent à la remise en état de la centrale nucléaire Darlington, aux initiatives de prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires Pickering, au projet du tunnel de Niagara et à d'autres projets.

Au 31 décembre 2012, les actifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient aussi les montants comptabilisés dans le compte d'écarts et de report pour les montants recouvrés en trop et les sous-recouvrements pour la production nucléaire et dans le compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire. Le solde non amorti du compte d'écarts des coûts du combustible nucléaire qui, jusqu'au 1^{er} mars 2011, comprenait les écarts entre les coûts réels du combustible nucléaire par unité de production et les coûts prévus approuvés par la CEO, était aussi inclus dans ces actifs réglementaires.

Au 31 décembre 2011, les actifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient les montants comptabilisés dans le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires, dans le compte d'écarts et de report pour les montants recouvrés en trop et les sous-recouvrements pour la production nucléaire, dans le compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire, dans le compte d'écarts des coûts du combustible nucléaire, et dans le compte d'écarts de manque à gagner de la période intermédiaire qui se rapportent aux installations nucléaires, et comprenaient aussi le solde non amorti du compte d'écarts lié aux pannes de transport et aux restrictions de transport. Les soldes approuvés par la CEO dans le compte d'écarts de manque à gagner de la période intermédiaire qui se rapportent aux installations nucléaires et dans le compte d'écarts lié aux pannes de transport et aux restrictions de transport ainsi que dans le compte d'écarts de manque à gagner de la période intermédiaire qui se rapportent aux installations hydroélectriques étaient entièrement amortis au 31 décembre 2012, les montants non amortis résiduels étant transférés aux comptes d'écarts et de report pour les montants recouvrés en trop et les sous-recouvrements pour la production hydroélectrique ou pour la production nucléaire, selon le cas.

Au 31 décembre 2012 et 2011, les passifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient des montants comptabilisés dans le compte d'écarts et de report pour les montants recouvrés en trop et les sous-recouvrements pour la production hydroélectrique et dans le compte d'écarts relatifs au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité. En outre, au 31 décembre 2011, ces passifs réglementaires comprenaient aussi les montants comptabilisés dans le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires, dans le compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques, dans le compte d'écarts de remise en état de la capacité et dans le compte d'écarts de manque à gagner de la période intermédiaire qui se rapportent aux installations hydroélectriques.

Dans sa décision de mars 2011, la CEO a autorisé le recouvrement ou le remboursement des soldes présents dans les autres comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2010, à l'exception du compte de report pour la remise en service de Pickering A, sur une période de 22 mois prenant fin le 31 décembre 2012. Par conséquent, avec prise d'effet le 1^{er} mars 2011, l'amortissement de ces soldes est constaté par OPG de manière linéaire sur cette période. OPG a été autorisée à amortir le compte de report pour la remise en service de Pickering A sur une période de dix mois prenant fin le 31 décembre 2011.

6. DETTE À LONG TERME

La dette à long terme était composée de ce qui suit aux 31 décembre :

	2012	2011
(en millions de dollars)		(ajustés – note 22)
Dette à long terme¹		
Billets à payer à la Société financière de l'industrie de l'Ontario		
Billets de premier rang ²		
5,72 %, échéant en 2012	-	400
3,43 %, échéant en 2015	500	500
4,91 %, échéant en 2016	270	270
5,35 %, échéant en 2017	900	900
5,27 %, échéant en 2018	395	395
5,44 %, échéant en 2019	365	365
4,56 %, échéant en 2020	660	660
4,28 %, échéant en 2021	185	185
3,30 %, échéant en 2022	150	-
5,07 %, échéant en 2041	300	300
4,36 %, échéant en 2042	200	-
Dette d'UMH Energy Partnership ³		
Billets de premier rang		
7,86 %, échéant en 2041	195	198
Lower Mattagami Energy Limited Partnership ⁴		
Billets de premier rang		
2,59 %, échéant en 2015	94	96
2,35 %, échéant en 2017	200	-
4,46 %, échéant en 2021	225	225
5,26 %, échéant en 2041	250	250
4,26 %, échéant en 2052	225	-
	5 114	4 744
Moins : tranche échéant à moins de un an	5	403
Dette à long terme	5 109	4 341

¹ Les taux d'intérêt présentés reflètent les taux d'intérêt effectifs de la dette.

² La dette de premier rang confère à la SFIEO le droit de recevoir le paiement complet des montants qui lui sont dus et est de rang égal aux créances de premier rang de UMH Energy Partnership et de Lower Mattagami Energy Limited Partnership (« LME »).

³ Ces billets sont garantis par les actifs du projet Upper Mattagami et Hound Chute et sont assortis d'un droit de recours contre OPG jusqu'à ce que des conditions précises soient satisfaites après la construction. Ces billets sont de rang égal aux billets de premier rang à payer à la SFIEO.

⁴ Ces billets sont garantis par les actifs du projet Lower Mattagami, y compris les installations existantes en exploitation et les installations en cours de construction, et sont assortis d'un droit de recours contre OPG jusqu'à la date d'expiration du droit de recours. Ces billets sont de rang égal aux billets de premier rang à payer à la SFIEO.

OPG peut emprunter sur la facilité de crédit du projet du tunnel de Niagara jusqu'à un montant maximal de 1,6 milliard de dollars. Les intérêts sont fixés, pour chaque billet émis au moment de l'emprunt, à un taux égal au taux en vigueur pour les obligations de référence de dix ans du gouvernement du Canada, majoré d'un différentiel de taux établi par la SFIEO, fondé sur un échantillon de taux du marché. Au 31 décembre 2012, les emprunts sur la facilité totalisaient 1 025 millions de dollars (875 millions de dollars en 2011).

En avril 2012, OPG a conclu, avec la SFIEO, une entente qui met à sa disposition une facilité de crédit de refinancement de 400 millions de dollars pour refinancer les billets lorsqu'ils viennent à échéance. OPG a refinancé 200 millions de dollars de billets à l'aide d'emprunts sur cette facilité de crédit au deuxième trimestre. La facilité est arrivée à échéance au deuxième trimestre de 2012.

En février 2013, LME a émis des billets de premier rang totalisant 270 millions de dollars qui viennent à échéance en 2046. Le taux d'intérêt effectif et le taux d'intérêt nominal de ces billets sont respectivement de 4,3 % et de 4,2 %.

Les intérêts payés en 2012 se sont établis à 246 millions de dollars (238 millions de dollars en 2011), dont une tranche de 235 millions de dollars a trait aux intérêts payés sur la dette à long terme (212 millions de dollars en 2011).

La valeur comptable des actifs donnés en nantissement au 31 décembre 2012 s'élevait à 3 099 millions de dollars (2 088 millions de dollars en 2011).

Les échéances contractuelles par exercice se résument comme suit :

(en millions de dollars)

2013	5
2014	5
2015	593
2016	273
2017	1 103
Par la suite	3 135
	<hr/>
	5 114

7. DETTE À COURT TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS, MONTANT NET

OPG peut emprunter sur une facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches pluriannuelles de 500 millions de dollars. En mai 2012, OPG a renouvelé et prolongé les deux tranches jusqu'au 20 mai 2017. Le total de la facilité de crédit continuera d'être principalement affecté au soutien des billets émis dans le cadre du programme de papier commercial d'OPG. Au 31 décembre 2012, aucun papier commercial n'était en cours dans le cadre de ce programme, et OPG n'avait pas d'emprunts en cours sur sa facilité de crédit bancaire.

LME peut emprunter sur une facilité de crédit bancaire de 700 millions de dollars pour soutenir la première phase de construction du projet de la rivière Lower Mattagami et le programme de papier commercial. En août 2012, la facilité de crédit a été partagée en deux tranches. La première tranche de 400 millions de dollars arrive à échéance le 17 août 2017 et la seconde tranche, de 300 millions de dollars, le 17 août 2015. Au 31 décembre 2012, aucun papier commercial n'était en cours dans le cadre de ce programme (10 millions de dollars en 2011). En 2011, OPG a conclu une facilité de crédit de 700 millions de dollars avec la SFIEO à l'appui du projet de la rivière Lower Mattagami. Aux 31 décembre 2012 et 2011, aucun montant n'était tiré sur cette facilité de crédit.

La Société a signé une convention visant la cession à une fiducie indépendante d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures, pouvant représenter 250 millions de dollars. La Société conserve également un droit de copropriété indivis dans les créances cédées à la fiducie. En vertu de la convention, la Société continue de gérer les créances. La cession fait en sorte que la fiducie devient propriétaire véritable d'une partie des paiements découlant des créances, calculés chaque mois. Le recours de la fiducie envers la Société se limite généralement au revenu tiré des créances. Au quatrième trimestre de 2012, la Société a renégocié la convention pour y inclure l'émission de lettres de crédit et a reporté la date d'expiration de la convention du 31 août 2013 au 30 novembre 2014. Au 31 décembre 2012, il y avait en cours des lettres de crédit de 55 millions de dollars aux termes de cette convention qui avaient été émises pour soutenir les régimes de retraite complémentaires d'OPG. Au 31 décembre 2011, la dette à court terme comprenait un montant de 50 millions de dollars en cours dans le cadre de cette convention, et des débiteurs correspondants de 50 millions de dollars ont été comptabilisés dans le bilan consolidé d'OPG.

Au 31 décembre 2012, OPG pouvait aussi emprunter sur des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars et sur des facilités de crédit non confirmées à court terme de 395 millions de dollars, qui soutiennent l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit aux fins du soutien des régimes de retraite complémentaires et à d'autres fins. Au 31 décembre 2012, des lettres de crédit d'un total de 350 millions de dollars étaient émises, et comprenaient 329 millions de dollars soutenant les régimes de retraite complémentaires, y compris les lettres de crédit de 55 millions de dollars dont il est question ci-dessus, 20 millions de dollars servant aux fins générales du siège social et 1 million de dollars finançant l'exploitation de la centrale PEC.

De plus, au 31 décembre 2012, la SGDN avait émis une lettre de crédit de 3 millions de dollars pour capitaliser son régime de retraite complémentaire.

Le tableau qui suit présente un sommaire des intérêts débiteurs, montant net, pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2012	2011
Intérêt sur la dette à long terme	256	243
Intérêt sur la dette à court terme	11	15
Intérêts créditeurs	(7)	(9)
Intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	(126)	(86)
Intérêts appliqués aux actifs et aux passifs réglementaires	(12)	(9)
Divers	(5)	-
Intérêts débiteurs, montant net	117	154

8. PASSIFS LIÉS À L'ENLÈVEMENT D'IMMOBILISATIONS ET À LA GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée se composaient de ce qui suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2012	2011 <i>(ajustés – note 22)</i>
Passif lié au coût de gestion du combustible nucléaire irradié	9 469	8 523
Passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité	5 708	5 537
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	345	332
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	15 522	14 392

Les variations des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre sont les suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	2012	2011 <i>(ajustés – note 22)</i>
Passifs au début de l'exercice	14 392	12 718
Augmentation des passifs en raison de la charge de désactualisation ¹	774	704
Augmentation des passifs découlant du processus d'actualisation du plan de référence en vertu de l'ONFA	-	934
Augmentation des passifs reflétant une variation des durées de vie utile des centrales Pickering et Bruce	451	-
Augmentation des passifs en raison des charges variables liées à la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets nucléaires et des autres charges	103	55
Passifs réglés par les dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires	(198)	(172)
Variation du passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	-	153
Passifs à la fin de l'exercice	15 522	14 392

¹ L'augmentation des passifs en raison de la charge de désactualisation de 2012 ne tient pas compte de la réduction de la charge de désactualisation attribuable à l'incidence du compte de report des passifs nucléaires de 22 millions de dollars et du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce de 27 millions de dollars sur la charge de désactualisation (compte de report des passifs nucléaires de néant et compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce de 1 million de dollars en 2011).

En 2012, les dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires comprenaient un montant de 57 millions de dollars en financement à la SGDN relativement aux passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires d'OPG (53 millions de dollars en 2011). Le solde de la trésorerie et des équivalents de trésorerie d'OPG au 31 décembre 2012 comprend 5 millions de dollars de trésorerie et d'équivalents de trésorerie affectés aux activités de gestion des déchets nucléaires (10 millions de dollars en 2011).

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires se composent des coûts qu'OPG prévoit engager jusqu'à la date de fin des activités et de fermeture des centrales nucléaires et thermiques et d'autres installations, et par la suite. Des coûts seront engagés pour la préparation à l'arrêt sécuritaire, l'arrêt sécuritaire, le déclassement, la démolition et l'évacuation des installations et du matériel, la décontamination et la remise en état des sites et la gestion courante et à long terme du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité.

Le déclassement d'une centrale nucléaire consiste à préparer la centrale à l'état d'arrêt sécuritaire et à la mettre en état d'arrêt sécuritaire pendant une période de fermeture sécuritaire nominale de 30 ans avant son démantèlement et la remise en état du site. Aux termes du contrat de location des centrales Bruce, OPG continue d'être principalement responsable des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires relativement aux centrales nucléaires Bruce.

Les coûts suivants sont constatés à titre de passif :

- la valeur actualisée des coûts de déclassement des installations nucléaires et thermiques et d'autres installations après la fin de leur durée de vie utile;
- la valeur actualisée de la partie coût fixe des programmes de gestion des déchets nucléaires requis, d'après le volume total des déchets attendus sur la durée de vie estimative des centrales;
- la valeur actualisée de la partie coût variable des programmes de gestion des déchets nucléaires, compte tenu des volumes de déchets réels générés à ce jour.

L'établissement du montant à comptabiliser pour les coûts d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires exige la formulation d'hypothèses importantes, car ces programmes s'échelonnent sur un bon nombre

d'années. La plus récente mise à jour des estimations des passifs liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires est incluse dans le plan de référence approuvé de 2012 en vertu de l'ONFA. Cette mise à jour s'est traduite par une augmentation des coûts estimatifs, surtout du fait de la hausse des coûts de construction du dépôt souterrain pour les déchets de faible activité et de moyenne activité, de l'accroissement des coûts de manutention et de stockage du combustible irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité pendant l'exploitation des centrales nucléaires, et des changements dans les indices économiques. L'augmentation a été en partie contrebalancée par une baisse des coûts prévus à engager pour les travaux de déclassement des réacteurs.

Aux fins du calcul des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2012, et suivant les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, les fermetures de centrales nucléaires et thermiques devraient avoir lieu au cours des 2 à 41 prochaines années.

Pour tenir compte de la variation des durées de vie utile estimatives des centrales Pickering et Bruce louées à Bruce Power L.P., OPG a enregistré une hausse de 451 millions de dollars de l'estimation des passifs nucléaires au 31 décembre 2012.

La mise à jour des estimations des passifs nucléaires visait notamment les flux de trésorerie estimatifs liés au déclassement des centrales nucléaires pour une période d'environ 40 ans après la fermeture des centrales et jusqu'en 2071 pour ce qui est du stockage du combustible irradié dans un dépôt de déchets à long terme, suivi d'une longue période de surveillance. En dollars de 2012, le montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs futurs associés aux passifs atteint environ 33 milliards de dollars. Le taux d'actualisation moyen pondéré utilisé pour calculer la valeur actualisée des passifs au 31 décembre 2012 est de 5,4 %. L'augmentation des passifs comptabilisés au 31 décembre 2012, qui reflète la variation des durées de vie utile estimatives et est conforme au plan de référence approuvé de 2012 en vertu de l'ONFA, a été calculée en actualisant les flux de trésorerie futurs additionnels nets selon un taux de 3,5 %. Les taux d'augmentation des coûts utilisés pour calculer l'augmentation des coûts estimatifs s'échelonnent de 1,9 % à 3,7 %.

Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisés pour le calcul du montant à comptabiliser pour les passifs nucléaires font l'objet d'examen périodiques. Toute modification de ces hypothèses, notamment les hypothèses sur le calendrier des programmes, les dates de fin de vie, les indicateurs financiers ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la durée de ces programmes et de l'évolution de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude quant à la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent augmenter ou diminuer avec le temps.

Passif lié aux coûts de gestion du combustible nucléaire irradié

Le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié représente les coûts de gestion des grappes de combustible nucléaire irradié hautement radioactives. En vertu de la LDCN, entrée en vigueur en 2002, les propriétaires de déchets de combustible nucléaire au Canada doivent mettre sur pied une entité de gestion des déchets nucléaires et établir un fonds en fiducie pour régler les coûts liés à la gestion du combustible irradié. Pour estimer son passif au titre des coûts de gestion du combustible nucléaire irradié, OPG a adopté une approche prudente conformément à la méthode de gestion adaptative progressive approuvée par le gouvernement du Canada, qui présume la mise en service d'un dépôt géologique en profondeur en 2035.

Passif lié aux coûts de déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité

Le passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité représente les coûts estimatifs qu'il faudra engager pour le déclassement des centrales nucléaires à la fin de leur durée de vie utile ainsi que le coût de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité qui sont

produits par les centrales nucléaires. Les principales hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires incluent le déclasserement des centrales nucléaires selon un calendrier échelonné (les réacteurs seront mis en état d'arrêt sécuritaire pendant 30 ans avant leur démantèlement sur dix ans).

Les coûts de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité sur leur cycle de vie comprennent les coûts du traitement et du stockage de ces déchets radioactifs pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur évacuation définitive à long terme. Les hypothèses actuelles utilisées pour établir les coûts de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité à payer comprennent un dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité. Une entente a été conclue avec des municipalités locales afin de permettre à OPG d'aménager un dépôt géologique en profondeur destiné à la gestion à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité, qui sera adjacent à l'installation de gestion des déchets Western. Une évaluation environnementale fédérale relative à cette installation proposée est en cours.

Si le permis de la CCSN était délivré en 2014 pour la préparation et la construction du dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité, la construction devrait commencer en 2015 et le dépôt géologique en profondeur devrait être en service six ou sept ans après, en 2021 ou 2022.

Passif lié aux coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires

Le passif lié aux coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires représente principalement les coûts estimatifs de déclasserement des centrales thermiques d'OPG au terme de leur durée de vie utile. Ce passif repose sur des estimations de coûts formulées par des tiers à la lumière d'un examen approfondi des sites des centrales en exploitation et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises. Au 31 décembre 2012, ce passif était fondé sur les dates de mise hors service estimatives des centrales thermiques s'échelonnant de 2014 à 2030. Les taux d'actualisation vont de 1,5 % à 5,8 %. En dollars de 2012, le montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs futurs associés aux passifs non nucléaires atteint 491 millions de dollars.

Outre le passif de 301 millions de dollars pour les sites en exploitation, OPG a inscrit un passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations de 44 millions de dollars relativement aux coûts de déclasserement de centrales qui ne sont plus utilisées pour la production d'électricité et aux coûts de remise en état des lieux pour ces centrales.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du déclasserement de ses installations hydroélectriques, et les coûts pour ce type d'installations ne peuvent pas faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné leur longue durée de vie utile. Compte tenu des efforts déployés pour la maintenance ou la reconstruction, il est présumé que les structures de contrôle des débits d'eau seront utilisées dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif lié au déclasserement de ses installations hydroélectriques.

Ontario Nuclear Funds Agreement

OPG met de côté des fonds, détenus dans des comptes de garde et en fiducie distincts, qui seront investis spécifiquement en vue du règlement de ses passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. Conformément à l'ONFA conclue entre OPG et la Province, OPG a établi les Fonds nucléaires. OPG supervise la gestion des placements des Fonds nucléaires conjointement avec la Province. Les actifs des Fonds nucléaires sont détenus dans des comptes de garde de tiers qui sont distincts du reste des actifs d'OPG.

Le Fonds de déclasserement a été établi pour financer les coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité à long terme ainsi qu'une tranche des coûts de stockage du combustible irradié après la durée de vie de la centrale. Au 31 décembre 2012, le Fonds de déclasserement était surcapitalisé.

Le Fonds pour combustible irradié a été créé pour financer les coûts futurs de la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire irradié. OPG assume le risque et le passif relativement à l'accroissement des coûts de gestion des déchets de combustible irradié, sous réserve des seuils de passif progressifs précisés dans l'ONFA, qui limitent son risque financier total à environ 12,4 milliards de dollars au 31 décembre 2012, compte tenu des projections de 2,23 millions de grappes de combustible irradié établies selon les hypothèses à l'égard des durées de vie des centrales figurant dans le plan de référence financier initial. Les seuils de passif progressifs ne s'appliquent pas aux grappes de combustible irradié additionnelles excédant les 2,23 millions de grappes.

OPG fait des versements trimestriels au Fonds pour combustible irradié au cours de la durée de vie de ses centrales nucléaires, comme il est précisé dans l'ONFA. Le financement requis pour 2012 aux termes de l'ONFA était de 182 millions de dollars (250 millions de dollars en 2011), y compris une cotisation à la fiducie créée en vertu de la LDCN de l'Ontario (la « Fiducie ») de 149 millions de dollars (139 millions de dollars en 2011). Une cotisation de 94 millions de dollars est incluse dans le financement de 2012 (133 millions de dollars pour le financement de 2011) pour les grappes futures dépassant le seuil de 2,23 millions de grappes. D'après le plan de référence approuvé de 2012 en vertu de l'ONFA, OPG est tenue de cotiser des montants annuels au Fonds pour combustible irradié, allant de 139 millions de dollars à 211 millions de dollars par année au cours des années 2013 à 2017 (se reporter à la note 14).

La LDCN est entrée en vigueur en novembre 2002. Conformément à la LDCN, OPG a constitué la Fiducie en novembre 2002 et y a effectué un dépôt initial de 500 millions de dollars. En vertu de la LDCN, OPG était tenue de verser une cotisation annuelle de 100 millions de dollars à la Fiducie jusqu'à ce que la formule de financement proposée par la SGDN, conçue pour tenir compte des frais financiers futurs de mise en œuvre de l'approche de gestion adaptative progressive, ait été approuvée par le ministère fédéral des Ressources naturelles. Cette formule de financement a été approuvée en 2009. La Fiducie fait partie du Fonds pour combustible irradié, et les cotisations à la Fiducie, exigées par la LDCN, sont appliquées aux obligations de paiement d'OPG aux termes de l'ONFA.

Comme l'exigent les modalités de l'ONFA, la Province fournit une garantie provinciale à la CCSN depuis 2003, pour le compte d'OPG. En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), OPG doit s'assurer qu'il y aura suffisamment de fonds disponibles pour régler les passifs courants liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. La garantie provinciale comble tout manque à gagner entre les passifs à long terme et la valeur de marché actuelle du Fonds pour combustible irradié et du Fonds de déclassement, jusqu'à concurrence de la valeur de la garantie provinciale. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % de la garantie provinciale. La garantie provinciale de 1 545 millions de dollars était en vigueur jusqu'à la fin de 2012. En janvier 2012, OPG a payé une commission de garantie de 8 millions de dollars relativement à la garantie provinciale de 1 545 millions de dollars pour la période du 1^{er} janvier 2012 au 31 décembre 2012. En décembre 2012, la CCSN a approuvé la proposition d'OPG quant à la garantie financière demandée pour la CCSN pour la période de 2013 à 2017, ce qui s'est traduit par une garantie provinciale de 1 551 millions de dollars pour cette période.

Les placements d'OPG dans les Fonds nucléaires et les montants correspondants dus à la Province ou à recevoir de celle-ci sont classés comme détenus à des fins de transaction et sont évalués à leur juste valeur, et les gains et les pertes réalisés et latents sont constatés dans les états des résultats consolidés et les bilans consolidés d'OPG.

Fonds de déclassement

À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement, défini comme l'écart positif entre la juste valeur de marché des actifs du Fonds de déclassement et les coûts d'achèvement estimatifs d'après le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Lorsque le Fonds de déclassement est surcapitalisé, OPG limite le bénéfice qu'elle constate dans ses états financiers consolidés en constatant un montant à payer à la Province, de sorte que le solde du Fonds de déclassement soit égal au coût estimatif du passif selon le plus récent plan de référence approuvé. Le montant à payer à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds de déclassement est en deçà de la cible de rendement, ou si un

nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif estimatif de déclassement plus élevé. Si le Fonds de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du Fonds selon la valeur de marché des actifs.

Parce que la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement à l'expiration de l'ONFA, OPG limite le rendement du Fonds de déclassement à 3,25 % majoré de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario à long terme, soit le taux de croissance du passif lié aux coûts d'achèvement estimatifs, tant et aussi longtemps que le Fonds de déclassement est surcapitalisé.

La valeur des actifs du Fonds de déclassement, selon la comptabilisation à la juste valeur, était de 5 707 millions de dollars au 31 décembre 2012, déduction faite du montant à payer à la Province de 64 millions de dollars, puisque la valeur du fonds était supérieure au passif selon le plan de référence approuvé de 2012 en vertu de l'ONFA. Au 31 décembre 2011, la valeur des actifs du Fonds de déclassement s'établissait à 5 342 millions de dollars, selon la comptabilisation à la juste valeur, soit un montant inférieur au passif d'après le plan de référence approuvé pour 2006. En vertu de l'ONFA, si une surcapitalisation du Fonds de déclassement faisait en sorte que les passifs, comme définis dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, étaient capitalisés à au moins 120 %, OPG pourrait établir qu'un montant, jusqu'à concurrence de la moitié de l'excédent dépassant ce niveau de capitalisation de 120 %, soit considéré comme une cotisation au Fonds pour combustible irradié, auquel cas la SFIEO aurait droit à une distribution d'un montant équivalent. Étant donné qu'OPG assume les risques associés à l'accroissement des coûts liés au passif et aux rendements des placements dans le Fonds de déclassement, des cotisations futures au Fonds de déclassement pourraient être nécessaires si le fonds n'était pas suffisamment capitalisé au moment de la prochaine analyse du plan de référence à l'égard du passif.

Les placements du Fonds de déclassement forment un portefeuille diversifié d'actions et de titres à revenu fixe qui sont investis au sein de plusieurs marchés géographiques ainsi que des placements dans des portefeuilles de biens immobiliers au Canada et d'infrastructures. Les Fonds nucléaires sont investis pour financer les besoins de remboursement du passif à long terme et, de cette manière, l'actif du portefeuille est composé de sorte qu'il puisse dégager le rendement requis à long terme. Même si la valeur de marché fluctuera à court terme, la gestion du rendement à long terme des Fonds nucléaires demeure le principal objectif.

Fonds pour combustible irradié

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG que le rendement annuel du Fonds pour combustible irradié sera de 3,25 % plus la variation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié (le « rendement garanti »). OPG comptabilise le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et l'inclut dans ses résultats à titre de rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. La différence entre le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et le rendement réel du marché, selon la juste valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié, qui comprend les rendements réalisés et latents, est comptabilisée en tant que montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci. Le montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci représente le montant que le Fonds paierait à la Province ou recevrait de la Province si le rendement garanti devait être réglé à la date du bilan consolidé. Dans le cadre de ses cotisations régulières au Fonds pour combustible irradié, OPG a été tenue d'affecter 94 millions de dollars de sa cotisation pour 2012 à son passif lié aux grappes de combustible futures dépassant le seuil de 2,23 millions (133 millions de dollars en 2011). Comme le prescrit l'ONFA, les cotisations d'OPG pour les grappes de combustible additionnelles ne sont pas assujetties au taux de rendement garanti de la Province, mais suivent plutôt un rendement fondé sur les variations de la valeur de marché des actifs du Fonds pour combustible irradié.

Au 31 décembre 2012, la valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié s'établissait à 7 010 millions de dollars selon la comptabilisation à la juste valeur. La valeur du Fonds pour combustible irradié comprenait un montant à payer à la Province de 235 millions de dollars relativement à l'ajustement du rendement garanti. Au

31 décembre 2011, la valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié s'établissait à 6 556 millions de dollars, y compris un montant à recevoir de la Province de 47 millions de dollars lié à l'ajustement du rendement garanti.

En vertu de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent du Fonds pour combustible irradié, sous réserve d'un coefficient de capitalisation minimal de 110 % comparativement à la valeur des passifs connexes.

Aux 31 décembre, les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires consistaient en ce qui suit :

(en millions de dollars)	Juste valeur	
	2012	2011
Fonds de déclassement	5 771	5 342
Montant à payer à la Province – Fonds de déclassement	(64)	-
	5 707	5 342
Fonds pour combustible irradié ¹	7 245	6 509
Montant (à payer à) à recevoir de la Province – Fonds pour combustible irradié	(235)	47
	7 010	6 556
Total des Fonds nucléaires	12 717	11 898
Moins : tranche à court terme	27	20
Fonds nucléaires à long terme	12 690	11 878

¹ Au 31 décembre 2012, la Fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario représentait 2 559 millions de dollars du Fonds pour combustible irradié selon la comptabilisation à la juste valeur (2 296 millions de dollars en 2011).

La juste valeur des titres investis dans les Fonds nucléaires aux 31 décembre était comme suit :

(en millions de dollars)	Juste valeur	
	2012	2011
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	335	555
Placements non traditionnels	362	212
Fonds groupés	2 093	1 842
Titres de capitaux propres négociables	5 670	4 863
Titres à revenu fixe	4 523	4 345
Dérivés	-	2
Débiteurs/créditeurs, montant net	41	38
Frais d'administration à payer	(8)	(6)
	13 016	11 851
Montant (à payer à) à recevoir de la Province	(299)	47
	12 717	11 898

Les obligations et les débiteures détenues dans le Fonds pour combustible irradié et dans le Fonds de déclassement aux 31 décembre viennent à échéance comme suit :

(en millions de dollars)	Juste valeur	
	2012	2011
De 1 an à 5 ans	1 151	1 153
De 5 ans à 10 ans	631	594
Plus de 10 ans	2 741	2 598
Total des titres de créance non échus	4 523	4 345
Rendement moyen	2,7 %	2,8 %

La variation des Fonds nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

(en millions de dollars)	Juste valeur	
	2012	2011
Fonds de déclassement au début de l'exercice	5 342	5 267
Augmentation du Fonds en raison du rendement des placements	469	108
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses	(40)	(33)
Augmentation du montant à payer à la Province	(64)	-
Fonds de déclassement à la fin de l'exercice	5 707	5 342
Fonds pour combustible irradié au début de l'exercice	6 556	5 979
Augmentation du Fonds en raison des cotisations versées	182	250
Augmentation du Fonds en raison du rendement des placements	584	87
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses	(30)	(26)
Augmentation du montant (à payer à) à recevoir de la Province	(282)	266
Fonds pour combustible irradié à la fin de l'exercice	7 010	6 556

Le rendement des Fonds nucléaires en 2012 et 2011 a été touché par le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce autorisé par la CEO. Le rendement des Fonds nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

(en millions de dollars)	2012	2011
Fonds de déclassement	405	108
Fonds pour combustible irradié	302	353
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce (note 5)	(56)	48
Total du rendement	651	509

9. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts de tous ses secteurs d'activité. La Société comptabilise un actif ou un passif réglementaire correspondant pour les impôts futurs qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG.

En 2012, OPG a enregistré une diminution de 31 millions de dollars (28 millions de dollars en 2011) du passif d'impôts reportés pour tenir compte des impôts reportés qui devraient être récupérés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Puisque ces impôts reportés devraient être récupérés à même les tarifs réglementés futurs, OPG a comptabilisé une diminution correspondante de l'actif réglementaire au titre des impôts reportés. En conséquence, la charge d'impôts reportés pour 2012 et 2011 n'a pas été touchée.

Le montant du remboursement d'impôts reçu, déduction faite des impôts sur les bénéfices payés en 2012, s'est établi à 7 millions de dollars (23 millions de dollars en 2011).

Le tableau suivant présente les passifs d'impôts reportés comptabilisés pour les activités à tarifs réglementés qui devraient être récupérés à même les tarifs réglementés futurs :

	2012	2011
<i>(en millions de dollars)</i>		<i>(ajustés – note 22)</i>
Aux 1^{er} janvier :		
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	538	559
Passifs d'impôts reportés découlant des actifs réglementaires au titre des impôts reportés	161	168
	699	727
Variations au cours de l'exercice :		
Diminution des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	(23)	(21)
Diminution des passifs d'impôts reportés découlant des actifs réglementaires au titre des impôts reportés	(8)	(7)
Solde aux 31 décembre	668	699

Le rapprochement du taux d'imposition effectif et du taux prévu par la loi se présente comme suit :

	2012	2011
<i>(en millions de dollars)</i>		<i>(ajustés – note 22)</i>
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	434	311
Taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné en vigueur prévu par la loi	26,5 %	28,0 %
Taux prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable	115	87
(Diminution) augmentation des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Composantes impôts sur les bénéfices des comptes d'écarts et de report réglementaires	(17)	24
Éléments non imposables de bénéfice	(5)	(13)
Changement dans les positions fiscales	(11)	(64)
Actif réglementaire au titre des impôts reportés	15	41
Crédits d'impôt à l'investissement pour la recherche scientifique et le développement expérimental	(28)	(55)
Ajustement aux impôts exigibles des exercices antérieurs	-	(21)
Divers	(2)	(26)
	(48)	(114)
Charge (recouvrement) d'impôts	67	(27)
Taux d'imposition effectif	15,4 %	(8,7) %

Les composantes importantes de la charge (du recouvrement) d'impôts sont présentées dans le tableau qui suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2012	2011 <i>(ajustés – note 22)</i>
Charge (recouvrement) d'impôts de l'exercice :		
Impôts exigibles	21	65
Changement dans les positions fiscales	(11)	(64)
Composantes impôts sur les bénéfices des comptes d'écarts et de report réglementaires	23	34
Crédits d'impôt à l'investissement pour la recherche scientifique et le développement expérimental	(28)	(55)
Divers	-	(23)
	5	(43)
Charge d'impôts reportés :		
Variation des écarts temporaires	87	(15)
Composantes impôts sur les bénéfices des comptes d'écarts et de report réglementaires	(40)	(10)
Actif réglementaire au titre des impôts reportés	15	41
	62	16
Charge (recouvrement) d'impôts	67	(27)

Les incidences fiscales des écarts temporaires donnant lieu à des actifs et des passifs d'impôts reportés aux 31 décembre sont les suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	2012	2011 <i>(ajustés – note 22)</i>
Actifs d'impôts reportés :		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	3 871	3 589
Autres passifs et actifs	2 006	1 653
Impôt minimum futur de l'Ontario à recouvrer	37	13
	5 914	5 255
Passifs d'impôts reportés :		
Immobilisations corporelles et actifs incorporels	(1 497)	(1 400)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(3 179)	(2 974)
Autres passifs et actifs	(1 733)	(1 340)
	(6 409)	(5 714)
Passifs d'impôts reportés nets	(495)	(459)
Représentés par :		
Tranche à court terme – actif	68	42
Tranche à long terme – passif	(563)	(501)
	(495)	(459)

L'économie d'impôts liée à une position fiscale est comptabilisée seulement lorsqu'il est plus probable qu'improbable que, selon sa valeur technique, cette position sera maintenue par les autorités fiscales. L'incidence des impôts exigibles et reportés correspond au montant le plus élevé, compte tenu des possibilités de règlement, dont la réalisation est probable à plus de 50 % au moment du règlement avec les autorités fiscales.

Le rapprochement du solde d'ouverture et du solde de clôture des économies d'impôts non constatées est comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2012	2011
Solde d'ouverture aux 1^{er} janvier	68	130
Ajouts en fonction des positions fiscales relatives à l'exercice écoulé	29	5
Ajouts pour les positions fiscales des exercices antérieurs	-	11
Réductions pour les positions fiscales des exercices antérieurs	(15)	(26)
Diminutions en raison de l'expiration du délai de prescription	-	(40)
Règlements	-	(4)
Divers	-	(8)
Solde de fermeture aux 31 décembre	82	68

Au 31 décembre 2012, les économies d'impôts non constatées d'OPG s'élevaient à 82 millions de dollars (68 millions de dollars en 2011), compte non tenu des intérêts et des pénalités, lesquels pourraient avoir une incidence sur le taux d'imposition effectif d'OPG s'ils sont comptabilisés. Les variations des économies d'impôts non constatées pour les 12 prochains mois ne peuvent être prédites avec certitude.

OPG comptabilise les intérêts et les pénalités liés aux économies d'impôts non constatées comme charge d'impôts. Au 31 décembre 2012, OPG avait comptabilisé des intérêts sur les économies d'impôts non constatées de 7 millions de dollars (31 millions de dollars en 2011). OPG considère que sa domiciliation fiscale principale est le Canada. OPG demeure assujettie à des contrôles fiscaux pour les exercices postérieurs à 2005.

10. RÉGIMES DE RETRAITE ET D'AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Actifs de la caisse de retraite

Les directives de placement de la caisse de retraite du régime agréé d'OPG sont présentées dans l'énoncé des politiques et procédures en matière de placements. L'énoncé des politiques et procédures en matière de placements est examiné et approuvé par le comité d'audit et des finances au moins annuellement et comporte un exposé sur les objectifs et les attentes en matière de placements, sur la composition des actifs et son rééquilibrage et sur la méthode d'évaluation du rendement des actifs de la caisse de retraite.

Conformément à l'énoncé des politiques et procédures en matière de placements, les décisions de répartition des placements sont prises dans le but d'atteindre l'objectif d'OPG de respecter les obligations du régime au fur et à mesure qu'elles arrivent à échéance. Les actifs de la caisse de retraite sont placés dans deux catégories d'actifs. La première catégorie correspond aux actifs de couverture des passifs, dont l'objectif à long terme est de protéger les passifs des régimes contre la sensibilité à l'inflation et aux taux d'intérêt. La seconde catégorie comprend les actifs d'accroissement du rendement dont l'objectif à long terme est d'obtenir des rendements plus élevés par rapport à ceux attendus des actifs de couverture des passifs.

Pour atteindre l'objectif énoncé ci-dessus, OPG a opté pour la composition d'actifs à long terme et les fourchettes admissibles suivantes :

	Minimum	Cible	Maximum
Catégorie d'actifs			
Titres à revenu fixe	26 %	34 %	46 %
Titres de capitaux propres	44 %	54 %	64 %
Placements non traditionnels	0 %	12 %	20 %

Le régime a recours à des titres dérivés, comme des swaps de taux d'intérêt et des contrats de change à terme, aux fins de la gestion des risques, lorsque cela est cohérent avec son objectif de placement.

Concentrations importantes de risque dans les actifs de la caisse de retraite

Les actifs de la caisse de retraite sont diversifiés afin de limiter l'incidence que pourrait avoir à lui seul un placement en particulier. La caisse de retraite se compose d'actifs de plusieurs catégories. Les titres à revenu fixe sont diversifiés et comprennent des obligations canadiennes structurées, des obligations indexées sur l'inflation et des obligations de sociétés, ainsi qu'un programme de couverture par superposition de taux d'intérêt. Les placements en actions comprennent des actions canadiennes, américaines et autres que nord-américaines. De plus, des portefeuilles de biens immobiliers et d'infrastructures représentent moins de 3 % du total des actifs constituant la caisse de retraite. De plus, les placements dans les catégories d'actifs ci-dessus sont diversifiés par fonds, gestionnaires de portefeuille, stratégies, années, secteurs et régions, selon les caractéristiques propres à chaque catégorie d'actifs.

Le risque de crédit relatif aux titres à revenu fixe détenus par la caisse de retraite est régi par l'énoncé des politiques et procédures en matière de placements, qui exige que les titres à revenu fixe respectent bon nombre de contraintes de placement pour assurer une diversification prudente et la qualité minimale recommandée pour les notations de crédit requises. Comme il est lié aux dérivés détenus par la caisse de retraite, le risque de crédit est géré conformément à la documentation de l'International Swap and Derivatives Association (« ISDA »), et la gestion des contreparties est assumée par les gestionnaires de portefeuille de la caisse de retraite.

Gestion des risques

La supervision de la gestion des risques de la caisse de retraite comprend, entre autres, les activités suivantes :

- gestion périodique de l'actif et du passif et recherches stratégiques sur la répartition des actifs;
- surveillance des niveaux de financement et des ratios de financement;
- surveillance de la conformité aux lignes directrices quant à la répartition des actifs et des contrats de gestion de placements;
- surveillance du rendement des catégories d'actifs par rapport à leur indice de référence;
- surveillance du rendement des gestionnaires de placements par rapport à leurs indices de référence.

Taux de rendement prévu des actifs de la caisse de retraite

Le taux de rendement prévu des actifs de la caisse de retraite est fondé sur la répartition actuelle et prévue des actifs, de même que sur le rendement prévu, compte tenu des risques passés et des rendements à long terme de chaque catégorie d'actifs du portefeuille des régimes. Les décisions en matière de gestion des actifs prennent en compte les passifs économiques du régime.

Évaluations à la juste valeur

OPG est tenue de classer les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie. Cette hiérarchie répartit les instruments financiers entre trois niveaux fondés sur l'importance des données utilisées pour l'évaluation à la juste valeur des actifs et des passifs financiers. Se reporter à la note 12 pour obtenir une présentation détaillée sur les évaluations à la juste valeur et la hiérarchie des évaluations à la juste valeur.

Les tableaux qui suivent présentent les actifs de la caisse de retraite évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des évaluations à la juste valeur :

(en millions de dollars)	31 décembre 2012			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	81	116	-	197
Placements à court terme	-	5	-	5
Titres à revenu fixe	-	308	-	308
Titres d'emprunt de sociétés	-	308	-	308
Obligations de gouvernements autres que des États-Unis	-	1 601	-	1 601
Actions	-	-	-	-
Canadiennes	1 988	-	-	1 988
Américaines	1 664	-	-	1 664
Étrangères	1 907	-	-	1 907
Fonds groupés	8	2 396	8	2 412
Infrastructures	-	-	160	160
Biens immobiliers	-	-	72	72
Divers	-	5	-	5
	5 648	4 431	240	10 319 ¹

¹ Le tableau ci-dessus ne tient pas compte des montants à recevoir de la caisse de retraite et dus à celle-ci.

(en millions de dollars)	31 décembre 2011			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	132	92	-	224
Placements à court terme	-	6	-	6
Titres à revenu fixe	-	277	-	277
Titres d'emprunt de sociétés	-	277	-	277
Obligations de gouvernements autres que des États-Unis	-	2 301	-	2 301
Actions	-	-	-	-
Canadiennes	1 841	-	-	1 841
Américaines	1 552	-	-	1 552
Étrangères	1 572	-	-	1 572
Fonds groupés	3	1 664	7	1 674
Infrastructures	-	-	86	86
Biens immobiliers	-	-	52	52
Divers	-	3	-	3
	5 100	4 343	145	9 588 ¹

¹ Le tableau ci-dessus ne tient pas compte des montants à recevoir de la caisse de retraite et dus à celle-ci.

Les tableaux suivants présentent les variations de la juste valeur des instruments financiers classés dans le niveau 3 :

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012				
(en millions de dollars)	Fonds groupés	Infrastructures	Biens	Total
			immobiliers	
Solde d'ouverture au 1 ^{er} janvier 2012	7	86	52	145
Total des gains réalisés et latents	1	74	7	82
Achats, ventes et règlements	-	-	13	13
Solde de clôture au 31 décembre 2012	8	160	72	240

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011				
(en millions de dollars)	Fonds groupés	Infrastructures	Biens	Total
			immobiliers	
Solde d'ouverture au 1 ^{er} janvier 2011	-	39	3	42
Total des gains réalisés et latents	-	6	-	6
Achats, ventes et règlements	7	41	49	97
Solde de clôture au 31 décembre 2011	7	86	52	145

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011, il n'y a eu aucun transfert entre le niveau 1 et le niveau 2. En 2011, un transfert de 9 millions de dollars a eu lieu entre le niveau 1 et le niveau 3 en raison d'un placement qui n'était plus négocié activement.

Coûts et passifs des régimes

Des détails sur les obligations d'OPG au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, des actifs de la caisse de retraite et des coûts sont présentés dans les tableaux qui suivent :

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2012	2011	2012	2011
<i>Hypothèses moyennes pondérées – obligations au titre des prestations à la fin de l'exercice</i>				
Taux d'actualisation des prestations futures	4,30 %	5,10 %	4,32 %	5,07 %
Taux d'indexation de la grille salariale	2,50 %	3,00 %	-	-
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	2,00 %	2,00 %	-	-
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	-	-	6,38 %	6,48 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	-	-	4,38 %	4,38 %
Année d'atteinte du taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	-	-	2030	2030
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	-	-	2,00 %	2,00 %

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2012	2011	2012	2011
<i>Hypothèses moyennes pondérées – coûts de l'exercice</i>				
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	6,50 %	6,50 %	-	-
Taux d'actualisation des prestations futures	5,10 %	5,80 %	5,07 %	5,67 %
Taux d'indexation de la grille salariale	3,00 %	3,00 %	-	-
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	2,00 %	2,00 %	-	-
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	-	-	6,48 %	6,53 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	-	-	4,38 %	4,69 %
Année d'atteinte du taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	-	-	2030	2030
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	-	-	2,00 %	2,00 %
Durée moyenne résiduelle prévue d'activité des salariés actifs (années)	12	12	13	11

	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
<i>(en millions de dollars)</i>						<i>(ajustés)</i>
<i>Composantes de la charge constatée</i>						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	264	210	9	9	78	76
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	618	603	14	13	139	133
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	(668)	(629)	-	-	-	-
Amortissement des coûts des services passés ¹	-	10	-	-	2	2
Amortissement de la perte actuarielle nette ¹	144	66	4	2	31	22
Comptabilisation de la perte actuarielle nette liée aux prestations d'invalidité prolongée	-	-	-	-	10	13
Coût constaté²	358	260	27	24	260	246

¹ L'amortissement des coûts des services passés et de la perte actuarielle nette est comptabilisé comme une hausse des autres éléments du résultat étendu. Cette hausse est en partie compensée par l'incidence de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dont il est question à la note 5.

² Les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite tiennent compte de la réduction des coûts découlant de la comptabilisation des ajouts aux actifs réglementaires liés au compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et au compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis. Il est question du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et du compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis à la note 5.

Le total des coûts relatifs aux avantages, y compris l'incidence du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et du compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis, pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

	2012	2011
<i>(en millions de dollars)</i>		<i>(ajustés)</i>
Régimes de retraite agréés	358	260
Régimes de retraite complémentaires	27	24
Avantages complémentaires de retraite	260	246
Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 5)	(192)	(74)
Compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis (note 5)	(47)	-
Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite	406	456

Les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les actifs de la caisse de retraite, évalués aux 31 décembre, sont les suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
<i>Variation des actifs des régimes</i>						
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	9 604	9 118	-	-	-	-
Cotisations patronales	375	302	16	8	83	80
Cotisations salariales	77	80	-	-	-	-
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	898	586	-	-	-	-
Versements de prestations	(617)	(482)	(16)	(8)	(83)	(80)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	10 337	9 604	-	-	-	-
<i>Variation des obligations au titre des prestations projetées</i>						
Obligations au titre des prestations projetées au début de l'exercice	12 197	10 375	261	219	2 708	2 341
Coût des services rendus au cours de l'exercice pour l'employeur	264	210	9	9	78	76
Cotisations salariales	77	80	-	-	-	-
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	618	603	14	13	139	133
Versements de prestations	(617)	(482)	(16)	(8)	(83)	(80)
(Crédits pour les) coûts des services passés	-	-	-	-	(7)	1
Perte actuarielle nette	1 130	1 411	29	28	339	237
Obligations au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	13 669	12 197	297	261	3 174	2 708
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	(3 332)	(2 593)	(297)	(261)	(3 174)	(2 708)

Le tableau suivant présente les passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et leur classement aux bilans consolidés aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2012	2011 (ajustés)	2012	2011 (ajustés)	2012	2011 (ajustés)
Passifs à court terme	-	-	(8)	(7)	(98)	(92)
Passifs à long terme	(3 332)	(2 593)	(289)	(254)	(3 076)	(2 616)
Total des passifs	(3 332)	(2 593)	(297)	(261)	(3 174)	(2 708)

Au 31 décembre 2012, les obligations cumulées au titre des prestations pour les régimes de retraite agréés et les régimes de retraite complémentaires s'élevaient respectivement à 12 366 millions de dollars et à 242 millions de dollars (respectivement 11 029 millions de dollars et 216 millions de dollars en 2011). Il y a une différence entre l'obligation cumulée au titre des prestations et l'obligation au titre des prestations projetées parce que l'obligation cumulée au titre des prestations ne comporte pas d'hypothèse à propos des niveaux de rémunération futurs.

Le tableau suivant présente les composantes des autres éléments du résultat étendu d'OPG liées aux régimes de retraite et aux régimes d'avantages complémentaires de retraite et l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite correspondant, tel qu'il est mentionné à la note 5, pour les exercices clos les 31 décembre :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
<i>Variations des actifs des régimes et des obligations au titre des prestations comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu</i>						
(Crédits pour les) coûts des services passés pour l'exercice	-	-	-	-	(7)	1
Perte actuarielle nette de l'exercice	900	1 454	29	28	329	224
Amortissement des coûts des services passés	-	(10)	-	-	(2)	(2)
Amortissement de la perte actuarielle nette	(144)	(66)	(4)	(2)	(31)	(22)
Diminution totale des autres éléments du résultat étendu	756	1 378	25	26	289	201
Moins : Augmentation de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 5)	675	1 114	21	21	245	164
Diminution nette des autres éléments du résultat étendu	81	264	4	5	44	37

Le tableau suivant présente les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG et l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite correspondant qui n'avaient pas encore été comptabilisées en tant que composantes du coût relatif aux avantages aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
<i>Montants non amortis comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu</i>						
Coûts des services passés	-	-	-	-	4	13
Perte actuarielle nette	4 537	3 781	102	77	950	652
Total des montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	4 537	3 781	102	77	954	665
Moins : Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 5)	3 645	2 970	82	61	767	522
Montant net comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu	892	811	20	16	187	143

Le tableau suivant présente les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG et l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux 31 décembre (inclus dans le tableau ci-dessus) qui devraient être amorties comme des composantes du coût relatif aux avantages et comptabilisées comme des augmentations des autres éléments du résultat étendu et des diminutions de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite en 2013 :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
Coûts des services passés	-	-	1
Perte actuarielle nette	244	6	49
Total de l'augmentation des autres éléments du résultat étendu	244	6	50
Moins : Diminution estimative de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	196	5	40
Augmentation nette des autres éléments du résultat étendu	48	1	10

D'après l'évaluation actuarielle la plus récente du régime de retraite agréé d'OPG, en date du 1^{er} janvier 2011, il existait un passif non capitalisé de 555 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 5 663 millions de dollars en cas de liquidation. D'après la précédente évaluation actuarielle en date du 1^{er} janvier 2008, il existait un passif non capitalisé de 239 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 2 846 millions de dollars en cas de liquidation. La situation de capitalisation qui sera présentée dans la prochaine évaluation actuarielle, qui doit être en date du 1^{er} janvier 2014 au plus tard, pourrait être considérablement différente. OPG prévoit verser des cotisations de 300 millions de dollars dans son régime de retraite agréé en 2013. Le montant des cotisations volontaires additionnelles qu'OPG pourrait faire, le cas échéant, est revu de temps à autre. OPG continuera d'évaluer le niveau requis des cotisations au régime de retraite.

Selon l'évaluation actuarielle la plus récente du régime de retraite agréé de la SGDN, en date du 1^{er} janvier 2012, il existait un excédent de 8 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 15 millions de dollars en cas de liquidation. D'après la précédente évaluation actuarielle en date du 1^{er} janvier 2011, il existait un excédent de 6 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 5 millions de dollars en cas de liquidation. La prochaine évaluation actuarielle devra être en date du 1^{er} janvier 2013 au plus tard.

Les régimes de retraite complémentaires ne sont pas capitalisés, mais ils sont garantis au moyen de lettres de crédit qui totalisaient 332 millions de dollars au 31 décembre 2012 (290 millions de dollars en 2011).

Les versements de prestations futurs estimatifs aux participants des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite sont fondés sur les hypothèses utilisées pour évaluer les obligations au titre des prestations au 31 décembre 2012 de la manière suivante :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
2013	587	8	98
2014	590	8	103
2015	599	9	108
2016	625	10	113
2017	672	11	119
De 2018 à 2021	3 788	73	687

Une augmentation ou une diminution de 1,0 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait une augmentation des composantes services rendus au cours de l'exercice et intérêts du coût constaté de 48 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2012 (41 millions de dollars pour 2011) ou une diminution des composantes services et intérêts du coût constaté de 36 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2012 (31 millions de dollars pour 2011). Une augmentation ou une diminution de 1,0 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait une augmentation de 604 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2012 pour les avantages complémentaires de retraite (478 millions de dollars pour 2011) ou une diminution de 456 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2012 pour les avantages complémentaires de retraite (369 millions de dollars en 2011).

11. DÉRIVÉS

OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité qui sont attribuables au marché au comptant de l'électricité de gros en Ontario, à la variation des taux d'intérêt du marché sur les instruments d'emprunt qu'elle envisage d'émettre dans le futur et aux fluctuations du change qui ont une incidence sur ses actifs, ses passifs et ses opérations prévues. Des instruments dérivés choisis sont utilisés pour gérer ces risques. Les dérivés sont utilisés à titre d'instruments de couverture, de même qu'à des fins de transaction.

Le risque de taux d'intérêt s'entend du risque que la valeur des actifs et des passifs varie en raison des fluctuations des taux d'intérêt connexes. Le risque de taux d'intérêt d'OPG découle du besoin de souscrire de nouveaux financements et de l'ajout de dettes à taux variable. Ce risque est géré par un éventail d'activités de couverture au moyen d'instruments dérivés, en conformité avec les politiques de gestion des risques de la Société. OPG recourt périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer certains éléments de risque de taux d'intérêt associés à un financement prévu.

OPG a conclu un certain nombre de swaps différés de taux d'intérêt pour se couvrir contre l'incidence des variations des taux d'intérêt des titres d'emprunt à long terme utilisés pour financer le projet du tunnel de Niagara. LME a conclu des swaps différés de taux d'intérêt pour se couvrir contre l'incidence des variations futures des taux d'intérêt des titres d'emprunt à long terme utilisés pour le projet de la rivière Lower Mattagami.

Pour la Société, le risque de prix de l'électricité est la possibilité de variations négatives du prix de marché de l'électricité. L'exposition au risque de prix de l'électricité est atténuée par l'application de tarifs réglementés et d'autres arrangements contractuels pour une part importante des activités d'OPG.

La réduction conditionnelle des revenus dans l'avenir, prévue dans le contrat de location des centrales Bruce, est traitée comme un dérivé. Les hypothèses concernaient l'incidence des prix futurs de l'électricité sur l'évaluation du dérivé constituant un passif incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce.

Le risque de change d'OPG est attribuable à deux facteurs principaux : les opérations libellées en dollars américains comme l'achat de combustibles, et l'influence des prix des marchandises libellés en dollars américains sur les prix du marché de l'électricité de l'Ontario.

Au besoin, OPG conclut des contrats de change ou des ententes avec d'importantes institutions financières afin de gérer l'exposition de la Société à la fluctuation des devises.

La majeure partie des revenus d'OPG provient des ventes sur le marché au comptant administré par la SIERE. Bien que l'exposition au risque de crédit découlant de la SIERE représente une tranche importante des débiteurs d'OPG, la direction de la Société accepte ce risque en raison du rôle de premier plan joué par la SIERE sur le marché de l'électricité de l'Ontario. L'exposition des débiteurs restants découle d'un groupe diversifié de contreparties dont la qualité est habituellement élevée. Au 31 décembre 2012, la provision pour créances douteuses d'OPG était de 1 million de dollars.

Le tableau qui suit présente un sommaire des instruments dérivés d'OPG :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Quantité nominale	Échéance	Juste valeur	Poste du bilan
Au 31 décembre 2012				
Instruments dérivés sur marchandises	4,3 TWh	De 1 an à 2 ans	7	Autres débiteurs et charges payées d'avance
Dérivés de change	63	D'ici 1 an	(1)	Créditeurs et charges à payer
Instruments dérivés sur marchandises	2,0 TWh	De 1 an à 2 ans	(4)	Créditeurs et charges à payer
Couvertures de flux de trésorerie – swaps différés de taux d'intérêt	410	De 1 an à 12 ans	(66)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	s. o.	7 ans	(392)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Total des dérivés			(456)	

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Quantité nominale	Échéance	Juste valeur	Poste du bilan
Au 31 décembre 2011 <i>(ajustés – note 22)</i>				
Instruments dérivés sur marchandises	2,3 TWh	De 2 ans à 3 ans	3	Autres débiteurs et charges payées d'avance
Instruments dérivés sur marchandises	0,2 TWh	De 2 ans à 3 ans	(1)	Créditeurs et charges à payer
Couvertures de flux de trésorerie – swaps différés de taux d'intérêt	760	De 1 an à 13 ans	(115)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	s. o.	3 ans	(186)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Total des dérivés			(299)	

Le tableau suivant montre le montant relatif aux dérivés comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu et le bénéfice pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2012	2011
Couvertures de flux de trésorerie		
Perte dans les autres éléments du résultat étendu	(12)	(120)
Reclassement de pertes dans les intérêts débiteurs, montant net	19	7
Dérivés sur marchandises		
Gains réalisés dans les revenus	-	1
(Pertes latentes) gains latents dans les revenus	(1)	2
Dérivé incorporé		
Pertes latentes dans les revenus ¹	(284)	(23)

¹ Sauf l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Les pertes nettes existantes de 14 millions de dollars déjà comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2012 devraient être reclassées dans le résultat net d'ici les 12 prochains mois.

12. ÉVALUATIONS À LA JUSTE VALEUR

OPG est tenue de classer les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie. Cette hiérarchie répartit les actifs et les passifs financiers entre trois niveaux fondés sur l'importance des données utilisées pour l'évaluation à la juste valeur des actifs et des passifs financiers. Le classement d'un actif ou d'un passif financier selon cette hiérarchie dépend de l'importance des données d'entrée utilisées pour l'évaluation à la juste valeur. La hiérarchie des évaluations à la juste valeur comporte les trois niveaux suivants :

- Niveau 1 : L'évaluation des données se fonde sur les cours du marché non rajustés observés sur des marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques.
- Niveau 2 : L'évaluation se fonde sur des données autres que les cours du marché visés au niveau 1, qui sont observables pour l'actif ou le passif, soit directement ou indirectement.
- Niveau 3 : L'évaluation se fonde sur des données relatives à l'actif ou au passif qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.

La juste valeur des instruments financiers négociés sur des marchés actifs se fonde sur les cours du marché aux dates des bilans consolidés. Un marché est considéré comme actif si les cours du marché sont disponibles régulièrement auprès d'une Bourse, d'un courtier, d'un groupe industriel, d'un service d'établissement des prix ou d'un organisme de réglementation, et si ces cours représentent des opérations réelles se produisant régulièrement dans des conditions normales de marché. Le cours du marché utilisé pour les actifs financiers détenus par OPG est le cours acheteur. Ces instruments sont compris dans le niveau 1 et se composent surtout de titres de capitaux propres et de placements dans des fonds.

Pour les instruments financiers pour lesquels il n'y a pas de cours de marché facilement disponibles, les justes valeurs sont estimées à l'aide de courbes de prix à terme tracées à partir de cours de marché ou de taux observables. L'estimation de la juste valeur peut comprendre l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation fondés, dans la mesure du possible, sur des hypothèses s'appuyant sur des cours ou des taux observables de marché en vigueur aux dates des bilans consolidés. C'est le cas des dérivés et titres négociés hors Bourse, qui comprennent les dérivés de produits énergétiques, les dérivés de change, les dérivés de swap de taux d'intérêt et les placements dans des fonds. Les placements dans des fonds groupés sont évalués selon la valeur des parts établie par les administrateurs des fonds groupés. La valeur des parts représente l'actif net sous-jacent évalué selon la juste valeur établie selon les cours de clôture. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données de marché et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et d'autres facteurs qui toucheraient la juste valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées à intervalles réguliers afin de s'assurer qu'elles demeurent appropriées. Si toutes les données importantes requises pour évaluer un instrument à la juste valeur sont observables, l'instrument est inclus dans le niveau 2.

Si une ou plusieurs des données importantes ne se fondent pas sur des données de marché observables, l'instrument est classé dans le niveau 3. Des techniques d'évaluation précises sont employées pour évaluer ces instruments. Les données importantes de niveau 3 comprennent des transactions récentes comparables, de l'information de référence comparable, l'écart cours acheteur-cours vendeur de transactions similaires, et d'autres données pertinentes.

Les transferts vers ou depuis chaque niveau et les transferts entre les niveaux sont réputés avoir eu lieu, dans chaque cas, à la date de l'événement ou du changement de circonstances qui a occasionné le transfert.

La Société doit déterminer la juste valeur de tous ses instruments financiers. Le tableau qui suit présente un sommaire des instruments financiers d'OPG aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Juste valeur	Valeur comptable¹	Poste du bilan
Au 31 décembre 2012			
Instruments dérivés sur marchandises			Autres débiteurs et charges payées d'avance
	7	7	
Placements dans OPG Ventures Inc.	10	10	Autres actifs à long terme
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (y compris la tranche à court terme)	12 717	12 717	Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires
Dérivés de change	(1)	(1)	Créditeurs et charges à payer
Instruments dérivés sur marchandises	(4)	(4)	Créditeurs et charges à payer
Couvertures de flux de trésorerie – swaps différés de taux d'intérêt	(66)	(66)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Montant à payer relatif aux couvertures de flux de trésorerie	(24)	(24)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	(392)	(392)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an)	(5 751)	(5 114)	Dette à long terme

Au 31 décembre 2011

(ajustés – note 22)

Instruments dérivés sur marchandises			Autres débiteurs et charges payées d'avance
	3	3	
Placements dans OPG Ventures Inc.	32	32	Autres actifs à long terme
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (y compris la tranche à court terme)	11 898	11 898	Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires
Instruments dérivés sur marchandises	(1)	(1)	Créditeurs et charges à payer
Couvertures de flux de trésorerie – swaps différés de taux d'intérêt	(115)	(115)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Montant à payer relatif aux couvertures de flux de trésorerie	(4)	(4)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	(186)	(186)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an)	(5 273)	(4 744)	Dette à long terme

¹ La valeur comptable des autres instruments financiers inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les montants à recevoir de parties liées, les autres débiteurs et charges payées d'avance et les créditeurs et charges à payer se rapproche de leur juste valeur en raison de l'échéance immédiate ou à court terme de ces instruments financiers.

La juste valeur des instruments d'emprunt à long terme est établie à l'aide d'un modèle d'évaluation conventionnel en fonction des flux de trésorerie futurs, de la courbe des taux du marché actuels et de la durée jusqu'à l'échéance. Ces données sont considérées être des données de niveau 2.

Les tableaux qui suivent présentent des actifs et des passifs financiers évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des évaluations à la juste valeur :

(en millions de dollars)	31 décembre 2012			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Actif				
Fonds de déclassement	2 596	2 948	163	5 707
Fonds pour combustible irradié	212	6 785	13	7 010
Instruments dérivés sur marchandises	2	2	3	7
Placement dans OPG Ventures Inc.	-	-	10	10
Total	2 810	9 735	189	12 734
Passif				
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	-	-	(392)	(392)
Swaps différés de taux d'intérêt	-	(66)	-	(66)
Instruments dérivés sur marchandises	(3)	(1)	-	(4)
Dérivés de change	-	(1)	-	(1)
Total	(3)	(68)	(392)	(463)
Actif (passif) net	2 807	9 667	(203)	12 271

(en millions de dollars)	31 décembre 2011 (ajustés – note 22)			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Actif				
Fonds de déclassement	2 294	2 950	98	5 342
Fonds pour combustible irradié	131	6 419	6	6 556
Instruments dérivés sur marchandises	-	1	2	3
Placement dans OPG Ventures Inc.	16	-	16	32
Total	2 441	9 370	122	11 933
Passif				
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	-	-	(186)	(186)
Swaps différés de taux d'intérêt	-	(115)	-	(115)
Instruments dérivés sur marchandises	-	(1)	-	(1)
Total	-	(116)	(186)	(302)
Actif (passif) net	2 441	9 254	(64)	11 631

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, il n'y a eu aucun transfert entre le niveau 1 et le niveau 2. De plus, il n'y a pas eu de transfert vers et depuis le niveau 3.

Les tableaux qui suivent présentent les variations des actifs et passifs d'OPG mesurés à la juste valeur, selon le niveau 3 :

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012					
	Fonds de déclas- sement	Fonds pour combustible irradié	Placements dans OPG Ventures Inc.	Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce ¹	Instruments dérivés sur marchandises
<i>(en millions de dollars)</i>					
Solde d'ouverture au 1 ^{er} janvier 2012	98	6	16	(186)	2
Gains latents inclus dans le rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires ¹	11	1	-	-	-
Pertes latentes incluses dans les revenus	-	-	(5)	(284)	(1)
Pertes réalisées incluses dans les revenus	-	-	-	-	(5)
Achats	58	6	-	-	7
Ventes	(2)	-	-	-	-
Règlements	(2)	-	(1)	78	-
Solde de clôture au 31 décembre 2012	163	13	10	(392)	3

¹ Le total des gains (pertes) exclut l'incidence des actifs et passifs réglementaires.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011					
	Fonds de déclas- sement	Fonds pour combustible irradié	Placements dans OPG Ventures Inc.	Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce ¹	Instruments dérivés sur marchandises
<i>(en millions de dollars)</i>					
Solde d'ouverture au 1 ^{er} janvier 2011	29	1	17	(163)	2
Gains latents inclus dans le rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires ¹	3	-	-	-	-
Gains (pertes) latent(e)s inclus(e)s dans les revenus	-	-	3	(23)	-
Achats	73	5	-	-	-
Règlements	(8)	-	(4)	-	-
Transferts au niveau 3	1	-	-	-	-
Solde de clôture au 31 décembre 2011	98	6	16	(186)	2

¹ Le total des gains (pertes) exclut l'incidence des actifs et passifs réglementaires.

Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce

Les revenus tirés du contrat de location des centrales Bruce sont réduits chaque année civile où la moyenne arithmétique annuelle future prévue du prix horaire de l'électricité de l'Ontario chute sous les 30 \$/MWh et si certaines autres conditions sont respectées. La réduction conditionnelle des revenus dans l'avenir, prévue dans le contrat de location des centrales Bruce, est traitée comme un dérivé.

En raison d'une donnée non observable utilisée dans le modèle d'évaluation du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce, l'évaluation du passif est classée dans le niveau 3.

Le tableau suivant présente les informations quantitatives relatives à l'évaluation de la juste valeur du niveau 3 du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce au 31 décembre 2012 :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Juste valeur	Technique d'évaluation	Données non observables	Fourchette
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	(392)	Modèle d'évaluation des options	Prime de risque ¹	0 % - 30 %

¹ Représente la fourchette de primes utilisées dans l'analyse d'évaluation que les intervenants du marché devraient employer pour évaluer le dérivé selon OPG.

La durée du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce est fondée sur la durée de vie utile restante, aux fins comptables, de certaines unités des centrales Bruce. En 2012, la durée de vie utile de ces unités Bruce a été prolongée jusqu'en 2019. La prolongation de la durée de vie utile représente 249 millions de dollars de la hausse totale du dérivé constituant un passif en 2012. L'exposition d'OPG au risque de fluctuation de la juste valeur du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce est atténuée dans le cadre du processus réglementaire de la CEO, puisque les revenus tirés du contrat de location des centrales Bruce sont compris dans l'établissement des tarifs réglementés et sont assujettis au compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. Par conséquent, l'incidence avant impôts sur l'état des résultats à la suite des variations du dérivé constituant un passif est contrebalancée par l'incidence avant impôts sur l'état des résultats du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Fonds de déclassement et Fonds pour combustible irradié

Les placements dans les Fonds nucléaires classés dans le niveau 3 consistent en des placements dans des biens immobiliers et des infrastructures à l'intérieur du portefeuille de placements non traditionnels. La juste valeur des placements dans le portefeuille de placements non traditionnels des Fonds nucléaires est établie à l'aide de techniques d'évaluation appropriées, comme des opérations dans des conditions normales de marché, des références à la juste valeur actuelle à d'autres instruments qui sont essentiellement les mêmes, des analyses des flux de trésorerie actualisés, des expertises de tiers ou des multiples de valorisation récents ou d'autres méthodes d'évaluation. Le contrôle, la taille, la liquidité ou d'autres escomptes/primes sur les placements sont pris en compte pour établir la juste valeur.

Le processus d'évaluation des placements pour lesquels aucun cours du marché publié n'existe est fondé sur des incertitudes inhérentes, et les valeurs qui en résultent peuvent différer des valeurs qui auraient été utilisées si un marché était en place pour les placements. Les valeurs peuvent aussi différer des prix auxquels les placements peuvent être vendus.

Le tableau qui suit présente les catégories de placements détenus dans les Fonds nucléaires qui sont présentés à la valeur liquidative au 31 décembre 2012 :

<i>(en millions de dollars)</i>	Juste valeur	Engagements non capitalisés	Fréquence des rachats	Avis de rachat
Infrastructures	240	118	s. o.	s. o.
Biens immobiliers	122	525	s. o.	s. o.
Fonds groupés				
Placements à court terme	24	-	Quotidiennement	De 1 jour à 5 jours
Titres à revenu fixe	772	-	Quotidiennement	De 1 jour à 5 jours
Actions	1 297	-	Quotidiennement	De 1 jour à 5 jours
Total	2 455	643		

La juste valeur des placements ci-dessus est classée soit dans le niveau 2 ou dans le niveau 3.

Infrastructures

Cette catégorie comprend les placements dans des fonds d'infrastructures dont l'objectif de placement est de générer à la fois une plus-value du capital à long terme et des revenus à court terme, habituellement grâce à des placements dans les secteurs de l'énergie, des transports et des services publics.

Les justes valeurs des placements de cette catégorie ont été estimées en fonction de la participation des Fonds nucléaires dans les capitaux propres ou dans les placements sous-jacents détenus par les filiales dans un fonds d'infrastructures.

Les placements ne sont pas remboursables avec les capitaux des fonds d'infrastructures respectifs. Toutefois, les Fonds nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation en actions ou dans des sociétés en commandite simple à une autre partie, comme le stipulent les conventions de société en commandite ou d'actionnaires. Les distributions de chaque fonds d'infrastructures seront reçues en fonction du rendement des placements sous-jacents ou du produit de la liquidation éventuelle des placements sous-jacents des fonds d'infrastructures. Il est impossible de prédire quand les actifs sous-jacents des fonds d'infrastructures seront liquidés. Toutefois, les fonds d'infrastructures arrivent à échéance entre 2019 et 2023.

Biens immobiliers

Cette catégorie comprend les placements dans des biens immobiliers de qualité supérieure situés au Canada. L'objectif de placement est de fournir un revenu stable ainsi que la possibilité d'une plus-value du capital à long terme.

Les justes valeurs des placements de cette catégorie ont été estimées à l'aide de la valeur liquidative de la participation des Fonds nucléaires dans ces placements.

Les placements dans des sociétés en commandite simple ne sont pas remboursables. Toutefois, les Fonds nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation dans une société en commandite simple à une autre partie, comme le stipule la convention de société en commandite, sous réserve du consentement écrit préalable des autres commanditaires. Pour les placements dans des sociétés immobilières fermées, les actions peuvent être remboursées selon un processus de remboursement préétabli. Il est impossible de prédire quand les actifs sous-jacents de cette catégorie seront liquidés.

Fonds groupés

Cette catégorie représente les placements dans des fonds groupés. Un fonds groupé se compose essentiellement d'un portefeuille diversifié de titres à revenu fixe émis principalement par des sociétés canadiennes et des portefeuilles diversifiés de titres à revenu fixe et de titres de capitaux propres inscrits en Bourse aux États-Unis et dans les marchés émergents. L'objectif de placement des fonds groupés est d'obtenir une plus-value du capital et des revenus par une gestion professionnelle des portefeuilles.

La juste valeur des placements de cette catégorie a été estimée à l'aide de la valeur liquidative par action des placements.

Il n'y a pas de restriction notable quant à la vente de placements de cette catégorie.

Placement dans OPG Ventures Inc.

Les données importantes de niveau 3 utilisées pour l'évaluation à la juste valeur des placements dans OPG Ventures Inc. comprennent des transactions récentes comparables, de l'information de référence comparable, l'écart cours acheteur-cours vendeur de transactions similaires, et d'autres données pertinentes. Des hausses (baisse) importantes de n'importe laquelle de ces données, prise isolément, pourraient faire en sorte que l'évaluation à la juste valeur soit considérablement plus élevée (faible).

13. ACTIONS ORDINAIRES

Aux 31 décembre 2012 et 2011, OPG avait 256 300 010 actions ordinaires émises et en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars. OPG est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale. Toute émission de nouvelles actions est assujettie au consentement de l'actionnaire d'OPG.

14. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Litiges

OPG ou ses filiales font face à différentes actions en justice couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal de leurs affaires.

Le 9 août 2006, un avis d'action et une déclaration, déposés devant la Cour de justice supérieure de l'Ontario, pour des dommages allégués de 500 millions de dollars ont été signifiés à OPG et à Bruce Power L.P. par British Energy Limited et British Energy International Holdings Limited (collectivement « British Energy »). La poursuite de British Energy contre OPG a trait à la présence de corrosion dans les générateurs de vapeur de l'unité 8 de Bruce, notamment une corrosion des plaques à travers lesquelles passent les tubes de chaudière. Le montant des dommages comprend une somme de 65 millions de dollars attribuable à une interruption prolongée aux fins de réparation d'une partie des dommages allégués. Le reste du montant réclamé se fonde sur la probabilité accrue que les générateurs de vapeur devront être remplacés ou que l'unité devra être mise hors service prématurément. OPG a loué les centrales nucléaires Bruce à Bruce Power L.P. en 2001.

British Energy se défend dans le cadre d'un arbitrage initié par certains propriétaires actuels de Bruce Power L.P. concernant une prétendue violation des déclarations et garanties que British Energy avait fournies aux requérants au moment de l'acquisition de la participation que British Energy avait dans Bruce Power L.P. (l'« arbitrage »). Au deuxième trimestre de 2012, l'arbitre a rendu une décision provisoire. L'arbitre a conclu que British Energy était responsable, vis-à-vis des requérants, pour certains des dommages qu'ils réclament. L'arbitre a déterminé les éléments de la réclamation dont British Energy était responsable, mais n'a pas établi le montant des dommages, puisqu'il faudra obtenir davantage de preuves des parties pour le quantifier. Si les parties à l'arbitrage ne parviennent pas à s'entendre sur la quantification des dommages, une autre procédure sera entreprise pour en établir le montant. Le conseiller juridique de British Energy a indiqué que les dommages à verser aux requérants ne devraient pas atteindre 70 millions de dollars.

British Energy avait indiqué précédemment qu'OPG ou Bruce Power L.P. pouvaient attendre la fin de l'arbitrage avant de contester activement la poursuite. Bien que l'arbitrage ne soit pas encore terminé, British Energy a demandé à OPG de présenter une défense. OPG et Bruce Power L.P. ont informé British Energy que si cette dernière souhaitait activer l'action en justice avant la conclusion de l'arbitrage, les défendeurs présenteraient une requête de suspension des procédures, un rejet de l'action en cours ou, subsidiairement, une requête visant à prolonger le délai de signification de la défense jusqu'à la conclusion de l'arbitrage. Cette requête devait être entendue le 5 mars 2010, mais la procédure a été ajournée à la demande de British Energy. La date à laquelle la requête doit être entendue reste encore à déterminer.

En 2011, OPG a réglé une procédure de réclamation et d'arbitrage avec une Première nation dans le cadre d'un règlement à l'amiable. L'actionnaire a enjoint à OPG de payer en son nom une partie de la quote-part du passif de règlement qui revient à l'actionnaire. Par conséquent, OPG a comptabilisé une distribution de 14 millions de dollars à la Première nation, laquelle a été portée en diminution des bénéfices non répartis en 2011. Ce règlement n'a pas eu une incidence importante sur la situation financière de la Société.

Certaines Premières nations ont intenté des actions en justice contre OPG pour raison d'ingérence dans leurs droits rattachés à la terre de réserve et leurs droits fonciers ancestraux respectifs. Également, OPG a été nommée dans certaines poursuites par les Premières nations contre d'autres parties en qualité de tierce partie défenderesse. Chacun de ces litiges s'accompagne d'incertitudes. L'issue de certains d'entre eux pourrait être défavorable.

Bien qu'il ne soit pas possible de prédire l'issue des diverses actions en justice qui sont en cours, la Société est d'avis que leur résolution ne devrait pas avoir une incidence néfaste importante sur la situation financière d'OPG.

Questions environnementales

Les activités courantes sont soumises à la réglementation fédérale, provinciale et locale en matière de qualité de l'air, de l'eau et du sol et d'autres questions environnementales. Le coût des obligations correspondantes est assumé de façon continue. La direction estime avoir établi une provision suffisante dans les états financiers consolidés pour respecter certaines autres obligations environnementales. En 2011, une diminution de 19 millions de dollars des passifs environnementaux a été comptabilisée dans le secteur Production hydroélectrique réglementée. Au 31 décembre 2012, les passifs environnementaux d'OPG s'établissaient à 17 millions de dollars (19 millions de dollars en 2011).

Garanties

La Société et ses coentrepreneurs ont conjointement garanti la performance financière des entités sous contrôle conjoint, principalement en ce qui a trait au paiement des dettes. Au 31 décembre 2012, le montant total des garanties fournies à ces entités par OPG se chiffrait à 73 millions de dollars. OPG peut en tout temps mettre fin à ces garanties en donnant un bref préavis, par écrit, aux contreparties. Les autres garanties viennent à échéance entre 2019 et 2028. Au 31 décembre 2012, l'incidence éventuelle de la juste valeur de ces garanties sur le bénéfice a été jugée négligeable. Au 31 décembre 2012, OPG ne s'attend pas à faire de paiement associé à ces garanties.

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux importants de la Société au 31 décembre 2012 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2013	2014	2015	2016	2017	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'achat de combustible	196	166	174	122	113	291	1 062
Cotisations effectuées dans le cadre de l'ONFA ¹	211	139	143	150	163	2 899	3 705
Remboursement de la dette à long terme	5	5	593	273	1 103	3 135	5 114
Intérêt sur la dette à long terme	240	239	234	220	201	1 679	2 813
Obligations d'achat non conditionnelles	104	98	97	8	-	-	307
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	15	15	16	17	17	78	158
Permis d'exploitation	38	41	41	6	-	-	126
Cotisations aux régimes de retraite ²	300	-	-	-	-	-	300
Divers	31	81	32	33	36	95	308
	1 140	784	1 330	829	1 633	8 177	13 893
Engagements commerciaux importants :							
Tunnel de Niagara	44	-	-	-	-	-	44
Lower Mattagami	477	315	116	-	-	-	908
Conversion à la biomasse d'Atikokan	65	6	-	-	-	-	71
Total	1 726	1 105	1 446	829	1 633	8 177	14 916

¹ Les cotisations effectuées en vertu de l'ONFA reposent sur le calendrier des cotisations prévu dans le plan de référence de 2012 qui a été approuvé en 2012.

² Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les obligations de capitalisation continues et les obligations de capitalisation additionnelles requises pour combler le déficit indiqué par l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG en date du 1^{er} janvier 2011 et par l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé de la SGDN en date du 1^{er} janvier 2012. La prochaine évaluation actuarielle des régimes d'OPG et de la SGDN doit être effectuée au plus tard en date respectivement des 1^{er} janvier 2014 et 2013. Les cotisations sont tributaires de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes, l'évolution de l'environnement réglementaire des régimes et la date des évaluations actuarielles. Les obligations de capitalisation après 2013 pour le régime de retraite agréé d'OPG sont exclues en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires pour calculer les prévisions d'entrée des flux de trésorerie futurs. Les obligations de capitalisation pour 2013 pour le régime de retraite agréé de la SGDN sont aussi exclues. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre.

Tunnel de Niagara

Les principales activités de revêtement du tunnel de Niagara ont été achevées en 2012, à l'exception du coulage du béton précontraint pour lier le revêtement de béton à la paroi rocheuse. Le démontage du tunnelier a été achevé en 2012. Au début de mars 2013, les tests finaux sont en cours, et de l'eau est acheminée par le tunnel de Niagara avant de le déclarer en service, plus de neuf mois avant la date d'achèvement du projet approuvée de décembre 2013. Les dépenses en immobilisations attribuables au projet pour 2012 se sont établies à 231 millions de dollars, et les dépenses en immobilisations cumulatives atteignaient 1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2012. Le projet est financé par emprunt par l'intermédiaire de la SFIEO. Les coûts totaux du projet à son achèvement devraient approcher 1,5 milliard de dollars, par rapport au budget approuvé de 1,6 milliard de dollars.

Lower Mattagami

Le projet de la rivière Lower Mattagami augmentera de 438 MW la capacité de production des quatre centrales sur la rivière Lower Mattagami. Les dépenses en immobilisations attribuables au projet pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 se sont établies à 589 millions de dollars, et les dépenses cumulatives, à 1,4 milliard de dollars. Le budget pour le projet s'établit à 2,6 milliards de dollars et comprend le contrat de conception-construction, ainsi que des réserves pour éventualités, des intérêts et d'autres coûts engagés par OPG, notamment pour la gestion de projets, la gestion des contrats, les ententes relatives aux répercussions conclues avec les Premières nations et les coûts liés au raccordement.

Conversion à la biomasse d'Atikokan

OPG procède à la conversion à la biomasse de la centrale au charbon Atikokan. Après la conversion, la centrale devrait avoir une capacité de 200 MW. Le projet de conversion, dont l'estimation de coûts autorisée est de 170 millions de dollars, devrait se terminer au premier semestre de 2014.

Remise en état de la centrale Darlington

Le 1^{er} mars 2012, OPG a accordé un contrat pour l'exécution de travaux de retubage et de remplacement des conduits d'alimentation. Ce contrat sera réalisé en deux phases : une phase de définition du projet, qui comprend la planification, la conception, les essais d'outillage, la conception et la construction d'une maquette de réacteur pleine grandeur aux fins des essais et de la formation, et une phase d'exécution, qui comprend le retrait et le remplacement des principales composantes des quatre réacteurs à la centrale Darlington. La phase de définition, estimée à plus de 600 millions de dollars, devrait s'étaler jusqu'en 2015. Les travaux de la phase d'exécution, qui doit encore être estimée et évaluée, comprennent le retrait et le remplacement des 480 tubes de force et de calandre et des 960 conduits d'alimentation de chacun des quatre réacteurs de la centrale. Les dépenses en immobilisations attribuables au projet pour 2012 se sont établies à 232 millions de dollars, et les dépenses en immobilisations cumulatives atteignaient 362 millions de dollars au 31 décembre 2012. L'estimation détaillée des coûts et de l'échéancier pour la remise en état des quatre unités devrait être terminée en 2015.

Engagements au titre des contrats de location

La Société est partie à différents contrats de location pour des immeubles et du matériel aux termes de contrats de location-exploitation. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les charges locatives de base pour les immeubles et le matériel de transport se sont élevées à 16 millions de dollars (17 millions de dollars en 2011).

OPG loue ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B à Bruce Power L.P. jusqu'en 2018, avec une option de renouvellement maximale de 25 ans par la suite.

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, l'écart entre les revenus, y compris les revenus de location, et les coûts, y compris la dotation aux amortissements, d'OPG relatifs à la propriété des centrales nucléaires Bruce A et Bruce B est compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production nucléaire d'OPG. Ces revenus et ces coûts sont établis en fonction de la manière dont ils sont comptabilisés dans les états financiers consolidés d'OPG. Comme les actifs Bruce ne sont pas des installations visées en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, leur valeur comptable nette n'est pas incluse dans la base tarifaire.

En 2012, OPG a comptabilisé un revenu locatif lié aux centrales Bruce de 164 millions de dollars (235 millions de dollars en 2011), y compris un loyer supplémentaire de 113 millions de dollars reçu de Bruce Power L.P. (184 millions de dollars en 2011), déduction faite d'un rabais demandé de 78 millions de dollars. La valeur comptable nette des immobilisations corporelles louées à Bruce Power L.P. s'établissait à 1 963 millions de dollars au 31 décembre 2012 (1 317 millions de dollars en 2011).

Les loyers de base prévus dans le contrat de location que Bruce Power L.P. doit payer à la Société sont les suivants :

<i>(en millions de dollars)</i>	
2013	81
2014	83
2015	85
2016	88
2017	90
	427

Autres engagements

La Société a des conventions collectives avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et la Society of Energy Professionals. Au 31 décembre 2012, OPG comptait environ 10 840 employés réguliers, et environ 89 % de sa main-d'œuvre régulière était visée par des conventions collectives. L'actuelle convention collective entre OPG et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique a une durée de trois ans, dont l'échéance est le 31 mars 2015. La convention collective conclue avec la Society of Energy Professionals a pris fin le 31 décembre 2012. OPG et la Society of Energy Professionals n'ont pas été en mesure de s'entendre sur les modalités de renouvellement de la convention collective et le différend est présentement devant un arbitre. Le dénouement de l'arbitrage déterminera les modalités et la durée de la nouvelle convention collective. Les résultats sont attendus au printemps 2013.

Les engagements contractuels et commerciaux décrits précédemment excluent certains bons de commande, puisqu'ils représentent des autorisations d'achat plutôt que des contrats juridiquement valables et qu'ils peuvent être modifiés sans pénalités importantes.

Impôts fonciers de remplacement

En novembre 2005, OPG a reçu du ministère des Finances une lettre indiquant son intention de recommander au ministre des Finances qu'un règlement ontarien à l'égard de l'impôt foncier de remplacement soit mis à jour rétroactivement au 1^{er} avril 1999 pour refléter les réévaluations et les règlements d'appel se rapportant à certaines propriétés d'OPG depuis cette date. OPG continue de discuter de la résolution de cette question avec le ministère des Finances, puisque la réglementation pourrait ne pas être mise à jour avant plusieurs années. OPG n'a pas inscrit de montant relatif à la modification prévue au règlement.

15. SECTEURS D'ACTIVITÉ

OPG compte les cinq secteurs d'activité isolables suivants : Production nucléaire réglementée, Gestion des déchets nucléaires réglementée, Production hydroélectrique réglementée, Production hydroélectrique non réglementée et Production thermique non réglementée.

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires qu'OPG possède et exploite. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales nucléaires Pickering et Darlington. Ce secteur comprend aussi les revenus aux termes d'un contrat de location et d'ententes liées conclus avec Bruce Power L.P. qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent des revenus locatifs et les revenus tirés de services comme les ventes d'eau lourde et la détritiation. Des revenus sont aussi tirés de la vente d'isotopes et des services auxiliaires. Les revenus tirés des services auxiliaires proviennent des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance

réactive. Les revenus tirés des ententes conclues avec Bruce Power et les revenus tirés de la vente d'isotopes et des services auxiliaires sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour les installations nucléaires d'OPG.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

Les activités du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée consistent en la gestion du combustible nucléaire irradié de faible activité ou de moyenne activité, le déclassé des centrales nucléaires d'OPG (y compris les centrales louées à Bruce Power L.P.), la gestion des Fonds nucléaires et les activités connexes, y compris l'inspection et l'entretien des installations de stockage des déchets. Par conséquent, une charge de désactualisation des passifs nucléaires et le rendement des Fonds nucléaires sont présentés dans ce secteur.

Au fil de l'exploitation des centrales nucléaires, OPG engage des coûts variables liés au combustible irradié de faible activité et de moyenne activité qui est produit. Ces coûts font augmenter les passifs nucléaires en raison de la production de grappes de combustible irradié additionnelles et d'autres déchets. Ces coûts variables sont imputés aux activités à court terme du secteur Production nucléaire réglementée afin de refléter le coût de production de l'énergie et les revenus tirés du contrat de location des centrales Bruce et des ententes connexes. Puisque les coûts variables font augmenter les passifs nucléaires du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée. L'incidence de cette charge intersectorielle est éliminée dans les états des résultats consolidés et les bilans consolidés d'OPG.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée est jugé réglementé puisque les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production des installations nucléaires réglementées d'OPG.

Production hydroélectrique réglementée

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant de la plupart des centrales hydroélectriques de base d'OPG. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, et les installations hydroélectriques R.H. Saunders. Les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de réglage de production automatique et d'autres services. Les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour ces installations.

Production hydroélectrique non réglementée

Le secteur Production hydroélectrique non réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales hydroélectriques qui n'est pas soumise à la réglementation des tarifs. Les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus sont gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et au moyen de la prestation d'autres services auxiliaires, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de réglage de production automatique et d'autres services.

Production thermique non réglementée

Le secteur Production thermique non réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales thermiques d'OPG qui ne sont pas soumises à la réglementation des tarifs. Les revenus tirés des services auxiliaires proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, y compris des services de réglage de la

tension et de soutien de la puissance réactive, des services de réglage de production automatique et d'autres services.

Divers

Le secteur Divers comprend les revenus qu'OPG tire de sa participation de 50 % dans la coentreprise Brighton Beach relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Shell Energy North America (Canada) Inc. Le secteur comprend également les revenus qu'OPG tire de sa quote-part de 50 % des résultats de la centrale alimentée au gaz PEC, détenue en coentreprise, qui est exploitée en vertu d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre accéléré conclu avec l'OEO. Les revenus et les charges liés aux activités de négociation et aux activités autres que de couverture d'OPG sont aussi inclus dans ce secteur. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, de un an ou moins, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés de l'énergie avoisinants. Ces activités se rapportent essentiellement à l'énergie physique, qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, et à la vente de produits de gestion des risques financiers et de produits liés à l'énergie. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans le secteur Divers. En outre, ce secteur comprend les revenus tirés des locations immobilières.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs de production comprennent des honoraires de services intersectoriels qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles et de certains actifs incorporels du secteur Divers. Le total des honoraires de services est porté en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de ce secteur.

Les honoraires de services compris dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par secteur pour les exercices clos les 31 décembre sont comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2012	2011
Production nucléaire réglementée	23	22
Production hydroélectrique réglementée	2	2
Production hydroélectrique non réglementée	3	4
Production thermique non réglementée	6	7
Divers	(34)	(35)

Bénéfice (perte) sectoriel(le) pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars)	Activités réglementées			Activités non réglementées				Total
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro- électriques	Hydro- électriques	Thermiques	Divers	Élimina- tions	
Revenus	3 060	107	724	373	511	60	(103)	4 732
Charges liées au combustible	261	-	261	71	162	-	-	755
Marge brute	2 799	107	463	302	349	60	(103)	3 977
Exploitation, maintenance et administration	1 930	114	103	236	361	7	(103)	2 648
Amortissement	480	-	33	73	59	19	-	664
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	712	-	-	13	-	-	725
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(651)	-	-	-	-	-	(651)
Impôt foncier et impôt sur le capital	26	-	(1)	(1)	16	7	-	47
Restructuration	-	-	-	-	3	-	-	3
Autres (revenus) pertes	(1)	-	4	4	9	(26)	-	(10)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	364	(68)	324	(10)	(112)	53	-	551

Bénéfice (perte) sectoriel(le) pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (en millions de dollars) (ajustés – note 22)	Activités réglementées			Activités non réglementées				Élimina- tions	Total
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro- électriques	Hydro- électriques	Thermiques	Divers			
Revenus	3 061	57	729	492	608	72	(55)	4 964	
Charges liées au combustible	243	-	261	75	175	-	-	754	
Marge brute	2 818	57	468	417	433	72	(55)	4 210	
Exploitation, maintenance et administration	2 001	65	108	239	419	4	(55)	2 781	
Amortissement	473	-	38	75	88	20	-	694	
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	695	-	-	9	-	-	704	
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(509)	-	-	-	-	-	(509)	
Impôt foncier et impôt sur le capital	26	-	-	(2)	15	11	-	50	
Restructuration	-	-	-	-	21	-	-	21	
Autres (revenus) pertes	(3)	-	(19)	(2)	83	(55)	-	4	
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	321	(194)	341	107	(202)	92	-	465	

Principales données du bilan consolidé au 31 décembre 2012 (en millions de dollars)	Activités réglementées			Activités non réglementées			Total
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro- électriques	Hydro- électriques	Thermiques	Divers	
Immobilisations corporelles en service, montant net	4 921	-	3 695	3 310	256	176	12 358
Construction en cours	553	-	1 392	1 479	69	9	3 502
Immobilisations corporelles, montant net	5 474	-	5 087	4 789	325	185	15 860
Actifs incorporels en service, montant net	21	-	-	5	-	16	42
Développement en cours	2	-	-	-	-	8	10
Actifs incorporels, montant net	23	-	-	5	-	24	52
Matières et fournitures, montant net :							
Court terme	83	-	-	-	7	-	90
Long terme	327	-	-	1	27	-	355
Stocks de combustible	328	-	-	-	177	-	505
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	12 717	-	-	-	-	12 717
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(15 177)	-	-	(313)	(32)	(15 522)

Principales données du bilan consolidé au 31 décembre 2011 (en millions de dollars) (ajustés – note 22)	Activités réglementées			Activités non réglementées			
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro- électriques	Hydro- électriques	Thermiques	Divers	Total
Immobilisations corporelles en service, montant net	4 745	-	3 749	3 333	307	182	12 316
Construction en cours	295	-	1 146	847	15	14	2 317
Immobilisations corporelles, montant net	5 040	-	4 895	4 180	322	196	14 633
Actifs incorporels en service, montant net	17	-	-	5	1	17	40
Développement en cours	6	-	-	-	-	4	10
Actifs incorporels, montant net	23	-	-	5	1	21	50
Matières et fournitures, montant net :							
Court terme	68	-	-	-	14	-	82
Long terme	348	-	-	1	31	-	380
Stocks de combustible	354	-	-	-	301	-	655
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	11 898	-	-	-	-	11 898
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(14 060)	-	-	(300)	(32)	(14 392)

Principales données de l'état des flux de trésorerie consolidé (en millions de dollars)	Activités réglementées			Activités non réglementées			
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro- électriques	Hydro- électriques	Thermiques	Divers	Total
Exercice clos le 31 décembre 2012							
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels	394	-	261	674	62	36	1 427
Exercice clos le 31 décembre 2011							
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels	239	-	297	566	9	34	1 145

16. VARIATION NETTE DES SOLDES DU FONDS DE ROULEMENT HORS CAISSE

<i>(en millions de dollars)</i>	2012	2011 <i>(ajustés – note 22)</i>
Montants à recevoir de parties liées	(16)	48
Autres débiteurs et charges payées d'avance	(22)	(25)
Stocks de combustible	150	79
Impôts sur les bénéfices à payer/recouvrer	(5)	7
Matières et fournitures	(8)	2
Créditeurs et charges à payer	73	55
	172	166

17. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Étant donné que la Province détient toutes les actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province, Infrastructure Ontario, l'OEO et les autres sociétés issues du regroupement d'Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. (« Hydro One »), la SIERE, la SFIEO et des entités sous contrôle conjoint. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées.

Les opérations pour les exercices clos les 31 décembre sont résumées ci-dessous :

(en millions de dollars)	Revenus 2012	Charges	Revenus 2011 (ajustés)	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	10	-	16	-
Services	-	14	-	13
Province d'Ontario				
Frais sur les revenus bruts, droits d'utilisation de l'eau et impôt foncier	-	118	-	122
Garanties	-	8	-	8
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	-	282	266	-
Excédent de capitalisation du Fonds de déclassement	-	64	-	-
Fonds de garantie au titre des prestations de retraite	-	2	-	-
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts et impôt foncier de remplacement	-	201	-	217
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	189	-	196
Impôts sur le capital	-	(3)	-	(10)
Impôts sur les bénéfices, déduction faite des crédits d'impôt à l'investissement	-	77	-	(12)
Entente de soutien d'urgence	283	-	367	-
Infrastructure Ontario				
Remboursement des charges engagées durant l'approvisionnement de nouvelles unités de production nucléaire	-	(1)	-	(2)
SIERE				
Ventes d'électricité	3 823	34	3 956	43
Services auxiliaires	56	-	55	-
OEO	92	-	98	-
	4 264	985	4 758	575

Au 31 décembre 2012, les montants à recevoir de parties liées comprenaient une somme de 3 millions de dollars (3 millions de dollars en 2011) à recevoir de Hydro One, une somme de 337 millions de dollars (333 millions de dollars en 2011) à recevoir de la SIERE, une somme de 84 millions de dollars (74 millions de dollars en 2011) à recevoir de la SFIEO, une somme de 16 millions de dollars (16 millions de dollars en 2011) à recevoir de l'OEO, et une somme de 2 millions de dollars (néant en 2011) à recevoir de la coentreprise PEC. Les créiteurs et les charges à payer au 31 décembre 2012 comprenaient une somme de 2 millions de dollars (7 millions de dollars en 2011) à payer à Hydro One, une somme de 51 millions de dollars (53 millions de dollars en 2011) à payer à la SFIEO, une somme de 3 millions de dollars (3 millions de dollars en 2011) à payer à la Province, et une somme de néant (1 million de dollars en 2011) à payer à Infrastructure Ontario.

18. AUTRES (REVENUS) PERTES

(en millions de dollars)	2012	2011
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(26)	(35)
Modification de l'estimation liée aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations thermiques (note 3)	-	66
Réduction de la provision pour les passifs environnementaux (note 14)	(1)	(19)
Radiation du coût de conversion de la centrale Thunder Bay	9	-
Autres pertes (revenus)	8	(8)
Autres (revenus) pertes	(10)	4

19. PARTICIPATIONS DANS DES ENTITÉS SOUS INFLUENCE NOTABLE

Les participations dans des entités sous influence notable représentent les participations de 50 % d'OPG dans les entités sous contrôle conjoint PEC et Brighton Beach, qui sont comptabilisées à la valeur de consolidation, tel qu'il est décrit à la note 3. La ventilation du solde compris dans les bilans consolidés aux 31 décembre est la suivante :

(en millions de dollars)	2012	2011
PEC		
Actif à court terme	8	15
Actif à long terme	315	330
Passif à court terme	(8)	(6)
Passif à long terme	(3)	(3)
Brighton Beach		
Actif à court terme	11	11
Actif à long terme	209	219
Passif à court terme	(11)	(14)
Passif à long terme	(9)	(9)
Dette à long terme	(139)	(148)
Participations dans des entités sous influence notable	373	395

20. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, des frais de recherche et de développement de 113 millions de dollars (125 millions de dollars en 2011) ont été imputés aux résultats.

21. RESTRUCTURATION

En 2009, OPG a annoncé sa décision de fermer deux unités alimentées au charbon à chacune des centrales Lambton et Nanticoke en 2010. Les charges de restructuration liées à ces fermetures, composées essentiellement d'indemnités de départ, se sont élevées à 27 millions de dollars. Les charges ont été comptabilisées dans les états financiers consolidés en 2010 et en 2011.

En 2011, OPG a annoncé sa décision de fermer deux autres unités alimentées au charbon à la centrale Nanticoke, conformément au plan énergétique à long terme et à la directive sur l'approvisionnement diversifié de l'Ontario. Le total des charges de restructuration, composées essentiellement d'indemnités de départ, qui devraient être engagées

relativement à ces fermetures se chiffre à 23 millions de dollars. Des charges de restructuration de 21 millions de dollars ont été comptabilisées à ce jour dans les états financiers consolidés, et OPG s'attend à en constater 2 millions de dollars en 2013. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, des charges de restructuration de 3 millions de dollars ont été comptabilisées au titre des coûts de réaffectation de personnel.

En janvier 2013, le ministère de l'Énergie a annoncé la fermeture devancée des dernières unités alimentées au charbon des centrales Lambton et Nanticoke d'ici le 31 décembre 2013, devançant ainsi l'échéance anticipée précédente du 31 décembre 2014. OPG estime présentement les charges de restructuration, y compris les coûts des indemnités de départ et de la réaffectation à d'autres installations d'OPG. Pour l'instant, le montant des charges de restructuration ne peut faire l'objet d'une estimation raisonnable, mais OPG s'attend à comptabiliser les indemnités de départ en 2013. Les coûts de la réaffectation seront comptabilisés à mesure qu'ils seront engagés, surtout en 2014.

OPG a cessé d'utiliser le charbon à la centrale Atikokan, ce qui a des répercussions sur ses besoins en personnel. Le total des coûts de restructuration, qui se composent essentiellement d'indemnités de départ, est estimé à 3 millions de dollars et devrait être comptabilisé en 2013 et en 2014, lorsque la restructuration sera terminée.

OPG s'est entretenue avec les principales parties prenantes, dont la Society of Energy Professionals et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique, conformément à leurs conventions collectives respectives, à toutes les centrales touchées par la réglementation exigeant l'abandon du charbon dans la production d'électricité. Étant donné les dispositions prévues dans les conventions collectives autorisant le report du paiement des indemnités à des périodes futures, les passifs au titre de la restructuration devraient être complètement éliminés d'ici 2015.

La variation des passifs au titre de la restructuration liée aux coûts des indemnités de départ en 2012 et 2011 est comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	
Passif au 1 ^{er} janvier 2011	15
Charges de restructuration de l'exercice	21
Paiements effectués au cours de l'exercice	(13)
Passif au 31 décembre 2011	23
Paiements effectués au cours de l'exercice	(20)
Passif au 31 décembre 2012	3

22. PASSAGE AUX PCGR DES ÉTATS-UNIS

OPG est tenue de présenter son information financière selon les PCGR des États-Unis à compter du 1^{er} janvier 2012. En janvier 2012, la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario a accordé à OPG une dispense lui permettant de déposer des états financiers consolidés dressés selon les PCGR des États-Unis. La dispense s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2012, mais avant le 1^{er} janvier 2015. Les informations financières tirées des états financiers consolidés des périodes comparatives de 2011 ont été ajustées pour les rendre conformes aux PCGR des États-Unis. En outre, certains montants comparatifs de 2011 ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation des états financiers de 2012. Ces ajustements sont présentés dans la présente note.

Rapprochement avec les PCGR des États-Unis

Auparavant, OPG déposait des états financiers dressés conformément aux PCGR du Canada. La présente note traite des différences importantes entre les PCGR des États-Unis et les PCGR du Canada qui ont des répercussions

sur les états financiers d'OPG. Il y a lieu de se reporter aux méthodes comptables conformes aux PCGR des États-Unis, qui sont présentées à la note 3.

Comme le montre la présente note, les PCGR des États-Unis sont adoptés rétrospectivement, et les états financiers des périodes antérieures sont retraités. Des rapprochements sont présentés pour les bilans consolidés et les états des variations des capitaux propres consolidés en date du 1^{er} janvier 2011, date de passage aux PCGR des États-Unis, et en date du 31 décembre 2011. Des rapprochements des états consolidés des résultats, du résultat étendu et des flux de trésorerie pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 sont aussi présentés. Les états ci-dessous présentent les incidences du passage des PCGR du Canada aux PCGR des États-Unis ainsi que des renvois aux descriptions de ces incidences présentées à la rubrique *Notes sur les ajustements de transition*.

Rapprochement du bilan consolidé selon les PCGR du Canada et du bilan consolidé selon les PCGR des États-Unis au 1^{er} janvier 2011, date du passage aux PCGR des États-Unis

Au 1 ^{er} janvier 2011		Incidence du passage aux PCGR des États-Unis		
(en millions de dollars)	Notes	PCGR du Canada	PCGR des États-Unis	PCGR des États-Unis
Actif				
Actif à court terme				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	E	280	(11)	269
Débiteurs	H	270	(270)	-
Charges payées d'avance	H	42	(42)	-
Montants à recevoir de parties liées	F, H	-	476	476
Autres débiteurs et charges payées d'avance	E, H	-	72	72
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	H	-	12	12
Stocks de combustible		734	-	734
Matières et fournitures	E	85	(1)	84
Actifs réglementaires	H	-	28	28
Impôts sur les bénéfices à recouvrer		65	-	65
Impôts reportés ¹	B	73	(10)	63
		1 549	254	1 803
Immobilisations corporelles				
Moins : amortissement cumulé	C, E	19 654	(664)	18 990
	C, E	6 099	(104)	5 995
		13 555	(560)	12 995
Actifs incorporels				
Moins : amortissement cumulé		345	-	345
		297	-	297
		48	-	48
Autres actifs				
Actifs des régimes de retraite reportés	A	1 146	(1 146)	-
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	H	11 246	(12)	11 234
Placements à long terme	H	30	(30)	-
Matières et fournitures à long terme		400	-	400
Actifs réglementaires	A, B, H	1 559	2 242	3 801
Participations dans des entités sous influence notable	E	-	420	420
Autres actifs à long terme ²	E, G	44	28	72
		14 425	1 502	15 927
		29 577	1 196	30 773

¹ Présentés comme impôts futurs selon les PCGR du Canada.

² Présentés comme débiteurs à long terme et autres actifs selon les PCGR du Canada.

Au 1^{er} janvier 2011

(en millions de dollars)	Notes	PCGR du Canada	Incidence du passage aux PCGR des États-Unis	PCGR des États-Unis
Passif				
Passif à court terme				
Créditeurs et charges à payer	E	762	(7)	755
Dette à court terme	F	155	250	405
Tranche des revenus constatés d'avance échéant à moins de un an		12	-	12
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	E	385	(9)	376
		1 314	234	1 548
Dette à long terme	E, G	3 843	(154)	3 689
Autres passifs				
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	C, E	12 704	14	12 718
Passifs au titre des régimes de retraite	A	160	1 308	1 468
Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite	A	1 748	504	2 252
Créditeurs et charges à payer à long terme	B, E, H	525	(12)	513
Revenus constatés d'avance	D	152	(59)	93
Impôts reportés	B	798	(179)	619
Passifs réglementaires		248	-	248
		16 335	1 576	17 911
Capitaux propres				
Actions ordinaires		5 126	-	5 126
Bénéfices non répartis	A, B, C, D	3 024	42	3 066
Cumul des autres éléments du résultat étendu	A, B	(69)	(498)	(567)
Attribuables à l'actionnaire d'Ontario Power Generation Inc.		8 081	(456)	7 625
Part des actionnaires sans contrôle	H	4	(4)	-
		8 085	(460)	7 625
		29 577	1 196	30 773

Rapprochement du bilan consolidé selon les PCGR du Canada et du bilan consolidé selon les PCGR des États-Unis
au 31 décembre 2011

Au 31 décembre 2011				
(en millions de dollars)	Notes	PCGR du Canada	Incidence du passage aux PCGR des États-Unis	PCGR des États-Unis
Actif				
Actif à court terme				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	E	642	(12)	630
Débiteurs	H	461	(461)	-
Charges payées d'avance	H	27	(27)	-
Montants à recevoir de parties liées	F, H	-	426	426
Autres débiteurs et charges payées d'avance	E, H	-	100	100
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	H	-	20	20
Stocks de combustible		655	-	655
Matières et fournitures	E	84	(2)	82
Actifs réglementaires	H	-	299	299
Impôts sur les bénéfices à recouvrer		55	3	58
Impôts reportés	B	89	(47)	42
		2 013	299	2 312
Immobilisations corporelles				
	C, E	21 686	(576)	21 110
Moins : amortissement cumulé	C, E	6 611	(134)	6 477
		15 075	(442)	14 633
Actifs incorporels				
		363	-	363
Moins : amortissement cumulé		313	-	313
		50	-	50
Autres actifs				
Actifs des régimes de retraite reportés	A	1 188	(1 188)	-
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	H	11 898	(20)	11 878
Placements à long terme	H	32	(32)	-
Matières et fournitures à long terme		380	-	380
Actifs réglementaires	A, B, H	1 457	3 261	4 718
Participations dans des entités sous influence notable	E	-	395	395
Autres actifs à long terme	E, G	43	34	77
		14 998	2 450	17 448
		32 136	2 307	34 443

Au 31 décembre 2011

(en millions de dollars)		Notes	PCGR du Canada	Incidence du passage aux PCGR des États-Unis	PCGR des États-Unis
Passif					
Passif à court terme					
Créditeurs et charges à payer	E		836	(11)	825
Dette à court terme	F		10	50	60
Tranche des revenus constatés d'avance échéant à moins de un an			12	-	12
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	E		413	(10)	403
Passifs réglementaires	H		-	130	130
			1 271	159	1 430
Dette à long terme	E, G		4 484	(143)	4 341
Autres passifs					
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	C, E		14 219	173	14 392
Passifs au titre des régimes de retraite	A		177	2 670	2 847
Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite	A		1 900	716	2 616
Créditeurs et charges à payer à long terme	B, E, H		542	4	546
Revenus constatés d'avance	D		177	(57)	120
Impôts reportés	B		819	(318)	501
Passifs réglementaires	H		154	(130)	24
			17 988	3 058	21 046
Capitaux propres					
Actions ordinaires			5 126	-	5 126
Bénéfices non répartis	A, B, C, D		3 426	(36)	3 390
Cumul des autres éléments du résultat étendu	A, B		(163)	(727)	(890)
Attribuables à l'actionnaire d'Ontario Power Generation Inc.			8 389	(763)	7 626
Part des actionnaires sans contrôle	H		4	(4)	-
			8 393	(767)	7 626
			32 136	2 307	34 443

Rapprochement de l'état des résultats consolidé selon les PCGR du Canada et de l'état des résultats consolidé selon les PCGR des États-Unis pour l'exercice clos le 31 décembre 2011

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Notes	PCGR du Canada	Incidence du passage aux PCGR des États-Unis	PCGR des États-Unis
Revenus	D, E	5 061	(97)	4 964
Charges liées au combustible		754	-	754
Marge brute		4 307	(97)	4 210
Charges				
Exploitation, maintenance et administration	A, B, E	2 756	25	2 781
Amortissement	E, H	723	(29)	694
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	C, E	702	2	704
Rendement des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires		(509)	-	(509)
Impôt foncier et impôt sur le capital	E	51	(1)	50
Restructuration		21	-	21
		3 744	(3)	3 741
Bénéfice avant autres revenus, intérêts et impôts sur les bénéfices		563	(94)	469
Autres (revenus) pertes	C, E	(29)	33	4
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices		592	(127)	465
Intérêts débiteurs, montant net	E	165	(11)	154
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices		427	(116)	311
Charge (recouvrement) d'impôts	B, H	11	(38)	(27)
Bénéfice net		416	(78)	338
Résultat de base et dilué par action ordinaire (en dollars)	A, B, C, D	1,62	(0,30)	1,32
Actions ordinaires en circulation (en millions)		256,3	-	256,3

Rapprochement de l'état des flux de trésorerie consolidé selon les PCGR du Canada et de l'état des flux de trésorerie consolidé selon les PCGR des États-Unis pour l'exercice clos le 31 décembre 2011

(en millions de dollars)	Notes	PCGR du Canada	Incidence du passage aux PCGR des États-Unis	PCGR des États-Unis
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	A, B, C, D, E	990	189	1 179
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement		(1 138)	-	(1 138)
Flux de trésorerie provenant des activités de financement	E, G, F	510	(190)	320
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		362	(1)	361
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	E	280	(11)	269
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	E	642	(12)	630

Rapprochement de l'état du résultat étendu consolidé selon les PCGR du Canada et de l'état du résultat étendu consolidé selon les PCGR des États-Unis pour l'exercice clos le 31 décembre 2011

(en millions de dollars)	Notes	PCGR du Canada	Incidence du passage aux PCGR des États-Unis	PCGR des États-Unis
Bénéfice net		416	(78)	338
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices				
Perte nette sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ¹		(100)	-	(100)
Reclassement dans le résultat net de pertes sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ²		6	-	6
Reclassement dans le résultat net de montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite ³	A, B	-	17	17
Perte actuarielle et coûts des services passés de l'exercice au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ⁴	A, B	-	(246)	(246)
Autres éléments du résultat étendu de l'exercice		(94)	(229)	(323)
Résultat étendu		322	(307)	15

¹ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 20 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

² Déduction faite d'une charge d'impôts de 1 million de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

³ Déduction faite d'une charge d'impôts de 5 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

⁴ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 82 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

Rapprochement des capitaux propres comme déjà présentés selon les PCGR du Canada et les capitaux propres selon les PCGR des États-Unis

Au 1^{er} janvier 2011					
<i>(en millions de dollars)</i>					
	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Part des actionnaires sans contrôle	Actions ordinaires	Total des capitaux propres
Capitaux propres présentés selon les PCGR du Canada	3 024	(69)	4	5 126	8 085
Ajustements de transition aux PCGR des États-Unis – (Diminution) augmentation :					
Note A – Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite	(40)	(664)	-	-	(704)
Note B – Impôts sur les bénéfices	31	166	-	-	197
Note C – Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations thermiques	(8)	-	-	-	(8)
Note D – Revenus constatés d'avance	59	-	-	-	59
Reclassement de la part des actionnaires sans contrôle	-	-	(4)	-	(4)
Capitaux propres présentés selon les PCGR des États-Unis	3 066	(567)	-	5 126	7 625
Au 31 décembre 2011					
<i>(en millions de dollars)</i>					
	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Part des actionnaires sans contrôle	Actions ordinaires	Total des capitaux propres
Capitaux propres présentés selon les PCGR du Canada	3 426	(163)	4	5 126	8 393
Ajustements de transition aux PCGR des États-Unis – (Diminution) augmentation :					
Note A – Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite	(51)	(970)	-	-	(1 021)
Note B – Impôts sur les bénéfices	37	243	-	-	280
Note C – Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations thermiques	(79)	-	-	-	(79)
Note D – Revenus constatés d'avance	57	-	-	-	57
Reclassement de la part des actionnaires sans contrôle	-	-	(4)	-	(4)
Capitaux propres présentés selon les PCGR des États-Unis	3 390	(890)	-	5 126	7 626

Ajustements ayant une incidence sur les capitaux propres

A) Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Quand elle appliquait les PCGR du Canada, OPG présentait ses actifs ou ses passifs relatifs aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux avantages complémentaires de retraite dans son bilan consolidé à titre d'écart cumulatif entre les coûts des prestations d'une part et les cotisations aux régimes de retraite et les versements de prestations d'OPG d'autre part. Les gains ou les pertes actuariels non amortis et les coûts des services passés non amortis étaient présentés dans les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au moment du passage aux PCGR des États-Unis, OPG a comptabilisé dans son bilan au 1^{er} janvier 2011, la situation de capitalisation de ses régimes à prestations déterminées. La situation de capitalisation correspond à la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et de l'obligation au titre des prestations pour chaque régime.

Les pertes actuarielles et les coûts des services passés liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite non encore amortis ont été comptabilisés à la date de transition dans les capitaux comme une composante du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts. Depuis la transition, les gains ou les pertes et les coûts des services passés ou les crédits au titre des services passés qui sont survenus au cours de la période et qui ne sont pas comptabilisés immédiatement à titre de composantes des coûts des prestations sont comptabilisés comme des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu dans la période au cours de laquelle ils se produisent. Ces montants non amortis dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont par la suite reclassés et comptabilisés comme coûts des prestations. OPG a comptabilisé un actif réglementaire compensatoire pour la partie des ajustements de transition du cumul des autres éléments du résultat étendu qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés afin de tenir compte du recouvrement prévu de ces montants à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Depuis la transition, OPG comptabilise une variation correspondante de l'actif réglementaire pour refléter le montant des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu et pour refléter le reclassement du cumul des autres éléments du résultat étendu dans les coûts des prestations au cours de la période.

Par conséquent, OPG a réduit les actifs des régimes de retraite reportés de 1 146 millions de dollars, a augmenté les passifs liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite de 1 772 millions de dollars, a augmenté les actifs réglementaires de 2 254 millions de dollars et a diminué le cumul des autres éléments du résultat étendu avant impôts de 664 millions de dollars au moment de la transition. Au 31 décembre 2011, OPG a réduit les actifs des régimes de retraite reportés de 1 188 millions de dollars, a augmenté les passifs liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite de 3 335 millions de dollars, a augmenté les actifs réglementaires de 3 553 millions de dollars et a diminué le cumul des autres éléments du résultat étendu avant impôts de 970 millions de dollars.

Conformément aux PCGR du Canada, l'excédent du gain ou de la perte actuariel net cumulatif non amorti relatif à l'assurance en cas d'invalidité prolongée sur 10 % de l'obligation au titre des prestations était amorti sur la durée de service résiduelle moyenne prévue des salariés. Les coûts des services passés relatifs à l'assurance en cas d'invalidité prolongée ont été comptabilisés sur la durée de service résiduelle moyenne prévue des groupes de salariés visés. Selon les PCGR des États-Unis, tous les gains et pertes actuariels et les coûts des services passés relatifs à l'assurance en cas d'invalidité prolongée doivent être comptabilisés immédiatement. Par conséquent, le 1^{er} janvier 2011, OPG a augmenté ses passifs au titre des avantages complémentaires de retraite et diminué ses bénéfices non répartis de 40 millions de dollars, dont 31 millions de dollars se rapportent aux activités à tarifs réglementés. Au 31 décembre 2011, OPG a augmenté ses passifs au titre des avantages complémentaires de retraite et diminué ses bénéfices non répartis de 51 millions de dollars, dont 40 millions de dollars se rapportent aux activités à tarifs réglementés. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, la hausse des charges d'exploitation, de

maintenance et d'administration s'est élevée à 11 millions de dollars, dont 9 millions de dollars se rapportent aux activités à tarifs réglementés.

La partie de ces augmentations des passifs au titre des avantages complémentaires de retraite qui se rapporte aux activités à tarifs réglementés au moment de la transition et pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 a été comptabilisée au premier trimestre de 2012 à titre d'actif réglementaire pour le compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis approuvé par la CEO, tel qu'il est mentionné à la note 5. Il y a lieu de se reporter à la note 10 pour obtenir des informations additionnelles sur les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite.

B) Impôts sur les bénéfices

Les ajustements de transition liés aux impôts comprennent les incidences fiscales attribuables aux autres ajustements de transition, un reclassement des crédits d'impôt à l'investissement, passés des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration à la charge d'impôts, et un ajustement des économies d'impôts non comptabilisées.

Conformément aux PCGR du Canada, les actifs d'impôts futurs étaient évalués et, si leur réalisation n'était pas jugée plus probable qu'improbable, une provision pour moins-value était constituée. Selon les PCGR des États-Unis, les économies d'impôts attribuables aux positions fiscales prises, ou devant être prises, dans une déclaration de revenus ne sont comptabilisées que lorsque le seuil « plus probable qu'improbable » est atteint et sont mesurées en fonction du montant le plus élevé dont la probabilité qu'il soit réalisé lors du règlement est supérieure à 50 %.

Il y a lieu de se reporter à la note 9 des présents états financiers consolidés pour obtenir des informations relatives aux impôts sur les bénéfices selon les PCGR des États-Unis, y compris les informations obligatoires sur les économies d'impôts non comptabilisées.

C) Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations thermiques

Le passif lié aux coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires selon les PCGR du Canada comportait une valeur de récupération de la ferraille associée aux centrales thermiques d'OPG. Selon les PCGR des États-Unis, les gains tirés de la sortie prévue d'actifs ne doivent pas être pris en compte lors de l'évaluation d'une provision. Au moment du passage des PCGR du Canada aux PCGR des États-Unis, la valeur de récupération de la ferraille a été retirée du passif lié aux coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires, et elle est devenue une valeur résiduelle des immobilisations corporelles du secteur Production thermique. Au moment de la transition, le 1^{er} janvier 2011, ce changement a entraîné une augmentation de 21 millions de dollars du passif lié aux coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires, une augmentation de 13 millions de dollars du montant net des immobilisations corporelles et une diminution de 8 millions de dollars des bénéfices non répartis. Le bilan au 31 décembre 2011 a aussi été ajusté, de telle sorte que le passif a augmenté de 180 millions de dollars, le montant net des immobilisations corporelles a augmenté de 101 millions de dollars et les bénéfices non répartis ont diminué de 79 millions de dollars.

Cette différence entre les PCGR a entraîné une augmentation de la désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations de 1 million de dollars et de 2 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, comme montré dans le rapprochement des états des résultats.

D) Revenus constatés d'avance

Selon les PCGR du Canada, pour certains exercices antérieurs, les revenus tirés des contrats de location étaient comptabilisés dans les résultats aux montants stipulés dans les contrats de location. Selon les PCGR des États-Unis, les revenus tirés des contrats de location constatés d'avance doivent être ajustés rétrospectivement de manière linéaire à compter du commencement du contrat de location. Au moment du passage aux PCGR des États-Unis, les revenus constatés d'avance liés aux contrats de location ont diminué de 59 millions de dollars et les bénéfices non

répartis ont augmenté de 59 millions de dollars au 1^{er} janvier 2011. Au 31 décembre 2011, les revenus constatés d'avance ont diminué de 57 millions de dollars et les bénéfices non répartis ont augmenté de 57 millions de dollars. L'incidence avant impôts sur l'état des résultats de cette différence entre les PCGR est une diminution des revenus de 2 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

Autres ajustements

Au moment de la transition aux PCGR des États-Unis, OPG a fait les ajustements suivants qui découlent de reclassements aux bilans consolidés et dans les états des résultats consolidés.

E) Comptabilisation des coentreprises

Selon les PCGR du Canada, OPG consolidait de façon proportionnelle ses participations dans des coentreprises. Selon les PCGR des États-Unis, OPG doit comptabiliser ses participations à la valeur de consolidation.

Cette différence a entraîné la décomptabilisation de 50 % de la participation d'OPG dans les actifs, les passifs, les revenus et les charges de ses coentreprises, PEC et Brighton Beach. Les soldes des placements sont présentés à la rubrique *Participations dans des entités sous influence notable* des bilans consolidés d'OPG dressés selon les PCGR des États-Unis.

Les ajustements aux postes des bilans qui résultent de l'utilisation de la comptabilisation à la valeur de consolidation sont les suivants :

<i>(en millions de dollars)</i>	1^{er} janvier 2011	31 décembre 2011
Actif à court terme	(25)	(26)
Immobilisations corporelles, montant net	(573)	(545)
Participations dans des entités sous influence notable	420	395
Autres actifs	(4)	(4)
Passif à court terme	(15)	(20)
Dette à long terme	(157)	(148)
Autres passifs	(10)	(12)

Les ajustements avant impôts des postes importants des états des résultats consolidés qui résultent de l'utilisation de la comptabilisation à la valeur de consolidation sont les suivants :

<i>(en millions de dollars)</i>	2011
Revenus	(94)
Exploitation, maintenance et administration	(19)
Intérêts débiteurs, montant net	(11)
Amortissement	(26)
Impôt foncier et impôt sur le capital	(1)
Autres revenus	(37)

F) Débiteurs et dette à court terme

Quand elle appliquait les PCGR du Canada, OPG décomptabilisait les débiteurs lors de la vente de créances titrisées à une fiducie indépendante. Depuis la transition aux PCGR des États-Unis, OPG ne décomptabilise plus les créances titrisées et présente l'opération comme un emprunt titrisé. Au moment de la transition le 1^{er} janvier 2011, OPG a augmenté les montants à recevoir de parties liées de 250 millions de dollars et augmenté sa dette à court terme de 250 millions de dollars. En décembre 2011, OPG a diminué le solde de ses créances titrisées pour les

13
établir à 50 millions de dollars, ce qui a entraîné une augmentation de 50 millions de dollars des montants à recevoir de parties liées et de la dette à court terme au 31 décembre 2011.

G) Coûts d'émission de titres d'emprunt

Selon les PCGR des États-Unis, les coûts de transaction doivent être traités comme un actif distinct au bilan et ne pas être comptabilisés comme faisant partie des instruments financiers sous-jacents auxquels ils se rattachent. Par conséquent, la dette à long terme et les autres actifs à long terme d'OPG ont augmenté de 3 millions de dollars au 1^{er} janvier 2011 et de 6 millions de dollars au 31 décembre 2011.

H) Divers

Pour les rendre conformes à la présentation des états financiers selon les PCGR des États-Unis et à la présentation des états financiers de 2012, certains chiffres comparatifs de 2011 ont été reclassés. Les changements importants comprennent un changement de la présentation des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires et la présentation séparée de la tranche à court terme et de la tranche à long terme des actifs et des passifs réglementaires. En outre, OPG a présenté distinctement aux bilans consolidés les montants à recevoir de parties liées, qui étaient auparavant inclus dans les autres débiteurs.

MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION



JAKE EPP

Président du conseil
d'administration



TOM MITCHELL

Président et chef de la
direction



BRUCE BOLAND

Vice-président principal
Activités commerciales et
Environnement



FRANK CHIAROTTO

Vice-président principal
Énergie hydro-thermique



CARLO CROZZOLI

Vice-président principal
Développement de
l'entreprise et chef de la
gestion des risques



CHRIS GINTHER

Vice-président principal
Affaires juridiques et
chef du contentieux



DONN HANBIDGE

Vice-président principal et
chef des finances



BARB KEENAN

Vice-présidente principale
Ressources humaines et
chef de l'éthique



CATRIONA KING

Vice-présidente et
secrétaire générale
Activités de direction



JOHN LEE

Vice-président et trésorier



SCOTT MARTIN

Vice-président principal
Services d'affaires et
d'administration



JOHN MURPHY

Vice-président directeur
Initiatives stratégiques



WAYNE ROBBINS

Chef du nucléaire



COLLEEN SIDFORD

Vice-présidente et chef des
placements



PIERRE TREMBLAY

Chef adjoint du nucléaire

INSTALLATIONS d'ONTARIO POWER GENERATION

3 

centrales
nucléaires

2 


centrales
nucléaires
louées

5 

centrales
thermiques

2 

centrales
alimentées
au gaz en
copropriété*

65 

centrales
hydroélectriques

2 

turbines
éoliennes

2 

projets
hydroélectriques
en construction**

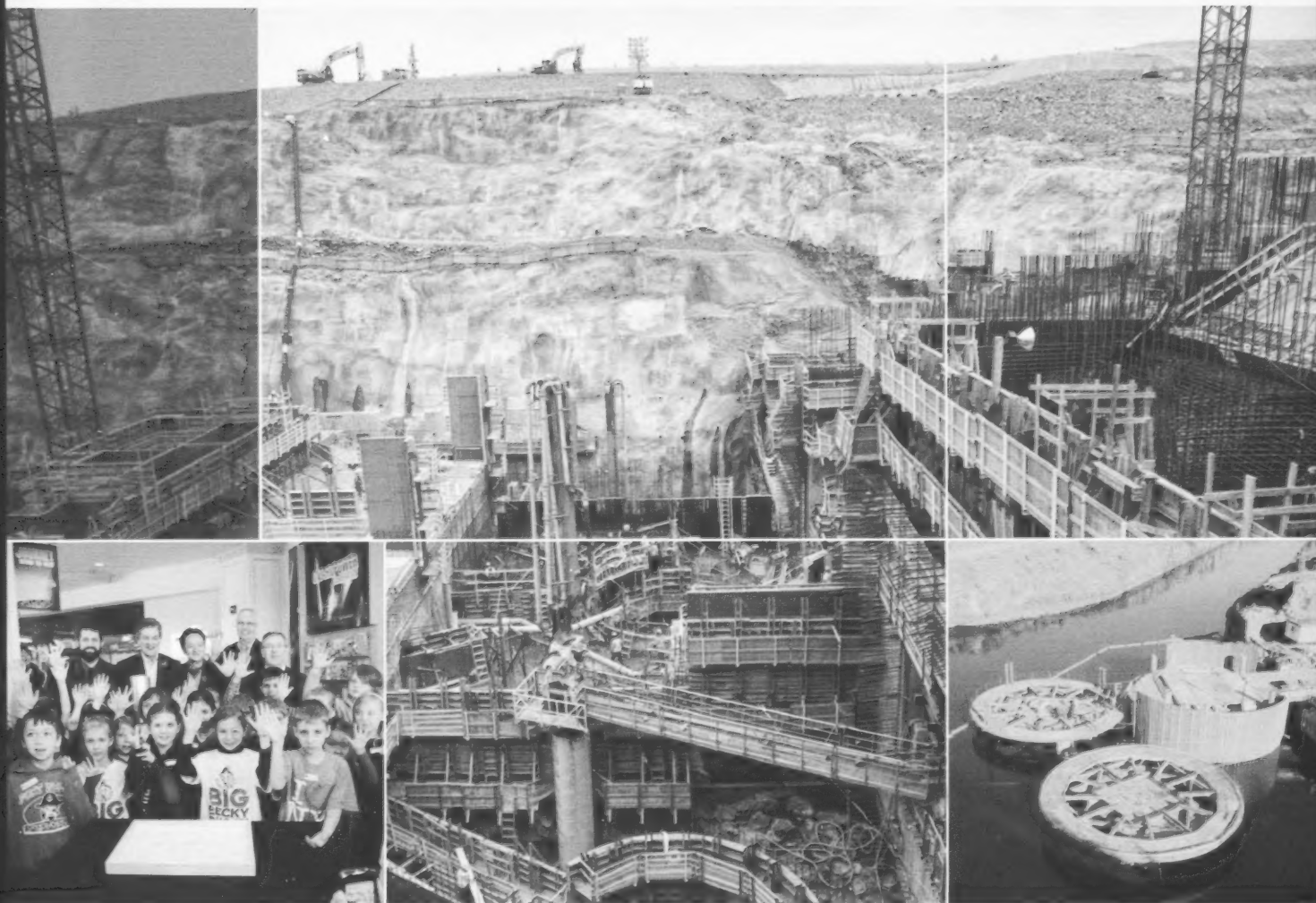


Au 31 décembre 2012, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 19 051 MW.

* La centrale alimentée au gaz Portlands Energy Centre de 550 MW à Toronto (copropriété d'OPG et de TransCanada Energy Ltd.) et la centrale alimentée au gaz Brighton Beach de 580 MW (copropriété d'OPG et d'ATCO Power Canada Ltd.).

** En 2012, comprennent deux projets hydroélectriques : 1) le tunnel de Niagara, situé près de Niagara Falls; et 2) le projet Lower Maitagami dans le nord-est de l'Ontario, qui viendra ajouter des unités de production aux centrales existantes de Little Long, Harmon et Kipling en plus de remplacer une quatrième centrale, la centrale de Smokey Falls, par une nouvelle centrale dotée de trois unités au site existant.

ONTARIO POWER GENERATION
RAPPORT ANNUEL 2012



Ce rapport annuel est également publié en anglais sur notre site Web
This annual report is also available in English on our website www.opg.com

Le siège social d'Ontario Power Generation Inc. est situé au
700 University Avenue, Toronto, Ontario M5G 1X6;
Téléphone : 416-592-2555 ou 1-877-592-2555.

Conception graphique, impression et distribution : Services d'entreprise d'OPG
© Ontario Power Generation Inc., 2013

Veuillez recycler.

**ONTARIO POWER
GENERATION**